



**Universidad  
Zaragoza**



Proyecto Fin de Carrera

# EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN ENERGÉTICA DE PLANTA INDUSTRIAL.

Autor: Raúl Fernández Sánchez.

Director: Francisco Javier Arcega Solsona.

Facultad: E.U.I.T.I.Z.

Especialidad: Ingeniería Técnica en Electrónica Industrial.

Convocatoria: Junio 2013.

## RESUMEN

---

El presente proyecto evalúa a nivel energético una planta industrial dedicada a la extrusión de aluminio. Se ponen en común los registros de consumo de electricidad, gas natural y agua de un año completo de producción, para a continuación desglosar los principales consumidores de cada área, determinando su potencia y horas de funcionamiento anuales.

Mediante este análisis y varias visitas a la planta, se localizan los posibles puntos de mejora en la instalación. Siempre tratando de utilizar las últimas tecnologías presentes en el mercado, se plantean diversas mejoras relacionadas con la contratación del suministro eléctrico, los sistemas eléctricos de la planta, monitorización, e implantación de una instalación de aprovechamiento de energías alternativas.

Cada una de las propuestas se acompaña de un estudio técnico y una valoración del ahorro potencial tanto económico como energético, también se detalla un presupuesto aproximado del coste de la implantación de la mejora y del periodo de retorno de la inversión.

La propuesta de aprovechamiento de energías renovables consiste en una fotovoltaica sobre cubierta que será diseñada en su práctica totalidad y cuya producción se destinará a autoconsumo de una sección concreta de la planta, no a la venta de energía a la red.

Con ello se pretende mostrar la posibilidad del “balance neto” en una planta industrial de pequeño tamaño.

Por último se ponen en común los resultados obtenidos de acuerdo al conjunto de mejoras propuestas, a nivel energético, económico y medioambiental, se extraen las conclusiones y se finaliza con una reflexión del significado y la importancia del concepto de eficiencia energética para una empresa de tamaño medio.

# ÍNDICE

---

## CONTENIDO.

1. OBJETIVOS DEL PROYECTO. METODOLOGÍA.....	4
2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO Y LA PLANTA INDUSTRIAL. LA EXTRUSIÓN DE ALUMINIO. ....	6
3. SUMINISTROS Y CONSUMOS ENERGÉTICOS DE LA PLANTA. ....	17
4. MEJORAS ENERGÉTICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS, BALANCE ECONÓMICO Y REDUCCIÓN DE CO <sub>2</sub> .....	31
5. IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN ENERGÉTICA. SOFTWARE DE INGENIERÍA SENTRON POWER MANAGER.....	71
6. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES. PLANTA FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA ENFOCADA A AUTOCONSUMO. ....	74
7. OTRAS MEJORAS ENERGÉTICAS. ....	116
8. RESUMEN DE RESULTADOS ENERGÉTICOS, ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES. CONCLUSIONES Y REFLEXIÓN. ....	118
9. BIBLIOGRAFÍA.....	122
10. ANEXOS.....	123

## 1 OBJETIVOS DEL PROYECTO. METODOLOGÍA.

El principal objetivo del presente proyecto es el análisis y optimización energética de una PYME, en este caso una empresa de extrusión de aluminio. Esta optimización se llevará a cabo mediante el análisis de la factura eléctrica, el estudio de las posibles mejoras en los sistemas eléctricos -en cuanto a lo que eficiencia energética se refiere- la implementación de un sistema de monitorización energética y el desarrollo de una aplicación de energías renovables en la planta, concretamente una fotovoltaica para autoconsumo.

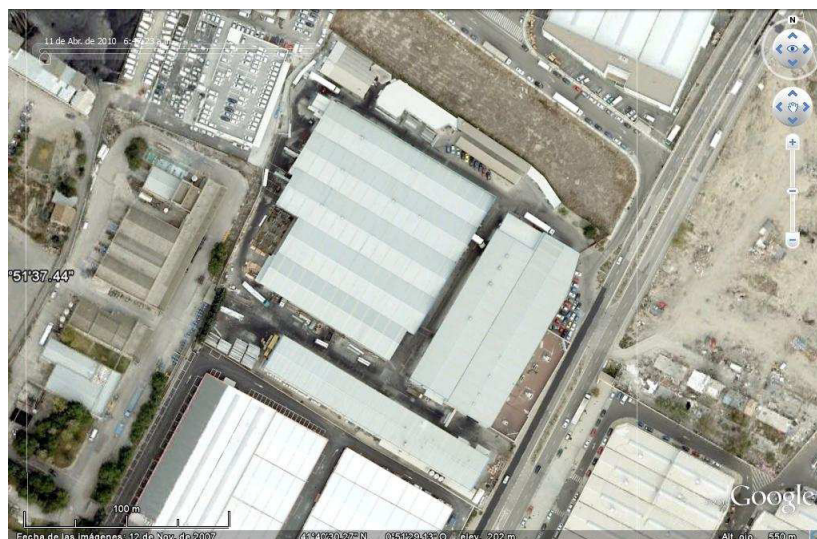
El desarrollo del proyecto pasa por el desglose de consumos energéticos de la empresa (electricidad, gas y agua), tras ello se analizarán la contratación, instalaciones y los consumidores de energía existentes, después se describirán y calcularán las posibles mejoras a realizar en la planta, encaminadas siempre a incrementar su eficiencia.

Tras la explicación de estas mejoras, se planteará la implantación de un software de gestión energética, que, por un lado, monitorizará en tiempo real los consumos de la planta (también almacenará los datos para su posterior análisis) y por otro controlará la inyección de energía proveniente de la planta solar fotovoltaica.

Dentro de las posibilidades existentes en el mercado y debido a la inexistencia de un SCADA general de planta (cada línea de producción tiene su automatización independiente) se ha decidido hacer el estudio mediante el software SENTRON POWER MANAGER, basado en entorno Windows, con amplias posibilidades y sencillez de manejo.

En el sistema de gestión se controlarán los consumos eléctricos de cada centro de costes y se incluirán analizadores itinerantes para poder monitorizar de manera independiente los equipos principales. Mediante la motorización de diferentes interruptores cabecero, podremos incluso deslastrar cargas en caso de ser necesario. También podremos integrar los consumos de gas y de agua en tiempo real, pudiendo localizar cualquier problema o fuga en el sistema de manera casi instantánea.

*Figura 1. Vista aérea de la planta.*





Por último, se presentará el estudio de la aplicación de energías renovables, consistente en una planta fotovoltaica sobre cubierta. La fotovoltaica estará enfocada al autoconsumo y no a la venta tradicional de energía a la red.

De esta forma, se tratará de mostrar la posibilidad de aplicar el concepto de balance neto energético para una instalación de estas características.

La producción eléctrica de la planta fotovoltaica también se integrará en el software de monitorización energética, de modo que pueda visualizarse en tiempo real la generación de la instalación.

La planta a estudio esta situada en la localidad de Zaragoza.

Titular de la instalación:

**Industria Aragonesa**

C.I.F. Z-XX-7755

Zaragoza.

La metodología seguida a la hora de proponer las mejoras en cada caso ha consistido en la realización de diferentes visitas a las instalaciones de la empresa, recopilación de datos aportados por el personal de la propia empresa y asistencia a varias reuniones con el personal de mantenimiento y producción.

Tras la detección de ineficiencias, se han analizado las diferentes posibilidades de mejora en cada punto, intentando elegir siempre la solución óptima. Ante la imposibilidad de realizar mediciones de campo, y con la intención de afinar en la medida de lo posible los resultados, algunos datos se han extrapolado con valores de equipos similares.

El presente proyecto no intenta hacer un estudio exhaustivo de una parte de la instalación, sino realizar un análisis global una planta tipo, proponiendo las mejoras que se han considerado más adecuadas en función de las actuales tecnologías y las posibilidades que ofrece el mercado en cuanto a eficiencia energética en sistemas eléctricos.

La empresa analizada cuenta con larga experiencia en el sector, por lo que, aunque sus instalaciones están enfocadas hacia conseguir la máxima producción, cuenta ya con una alta optimización de sus instalaciones y del proceso industrial llevado a cabo.

Antes de comenzar, quiero mostrar mi agradecimiento al personal y dirección de la empresa analizada. Por la información aportada, tiempo dedicado y sobre todo, inestimable ayuda y compromiso mostrado hacia un servidor, muchas gracias.

## 2. DESCRIPCIÓN DEL PROCESO PRODUCTIVO Y LA PLANTA INDUSTRIAL. LA EXTRUSIÓN DE ALUMINIO.

### 2.1. LA EXTRUSIÓN DE ALUMINIO. ELEMENTOS.

La extrusión en prensa es un procedimiento de conformación por deformación plástica, que consiste en moldear un metal, en caliente o frío, por compresión, en un recipiente obturado en un extremo con una matriz o hilera que presenta un orificio con las dimensiones aproximadas del producto que se desea obtener y por el otro extremo un disco macizo, llamado disco de presión o empujador.

Si el esfuerzo de compresión se transmite al metal por medio del disco de presión o de la matriz, al proceso de extrusión se le denomina extrusión directa o extrusión inversa.

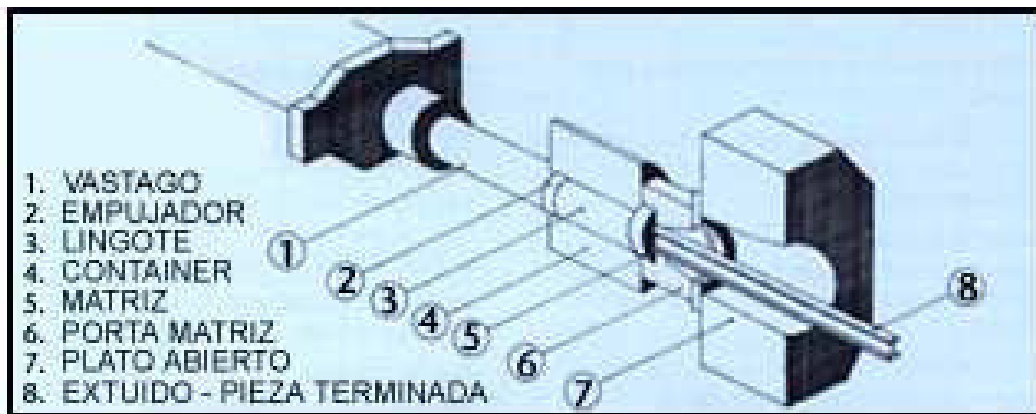


Figura 2. Prensa de extrusión.

El proceso de compresión es esencialmente de trabajo en caliente, donde un lingote de forma cilíndrica precalentado, se coloca dentro de un fuerte contenedor de metal y es comprimido por medio de un émbolo, de manera que sea expulsado a través del orificio de una matriz.

El metal expulsado o extruido toma la forma del orificio de la matriz. El proceso puede llevarse a cabo por dos métodos llamados: extrusión directa, donde el émbolo está sobre el lingote en el lado opuesto a la matriz y el metal es empujado hacia la matriz por el movimiento del émbolo Fig.1 (a), o extrusión indirecta, en la cual la matriz y el émbolo están del mismo lado del lingote y la matriz es forzada dentro del lingote, por el movimiento del émbolo.

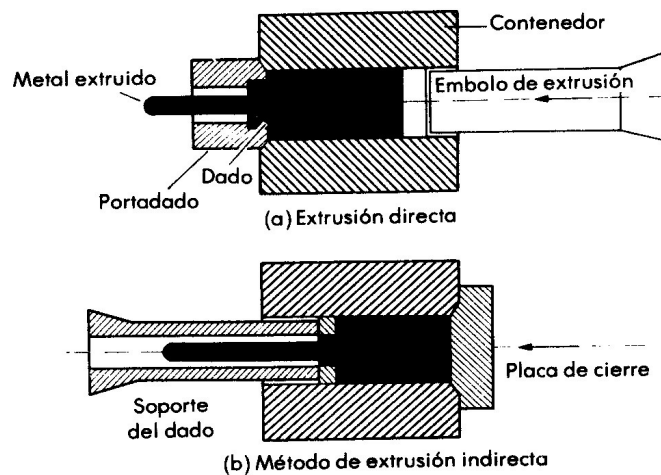


Figura 3. Métodos de Extrusión.

La extrusión es un método relativamente nuevo en la fabricación de piezas metálicas. Originalmente fue desarrollado para la fabricación de tubo de plomo por los sistemas victorianos de agua y gas.

Los problemas del material adecuado para la matriz, que soporte las temperaturas altas y presiones requeridas para extruir los metales más duros y fuertes, no fueron resueltos hasta bien entrado el siglo XX.

En nuestros días, es posible extruir con éxito los siguientes metales y sus aleaciones: Aluminio, cobre, plomo y acero, aunque para este último se requiere una técnica especial.

### 2.1.1. PRENSA DE EXTRUSIÓN DIRECTA.

Una prensa típica para la extrusión de aleaciones de cobre, sería de alrededor de 5000 ton de capacidad de carga en el émbolo, el contenedor consistiría de una pesada placa de acero recubierta con una aleación de acero resistente al calor.

Este podría acomodar un lingote de 300 mm de diámetro y 1 m de longitud.

Ajustado dentro del contenedor mencionado estaría un émbolo que tenga un diámetro menor que el barreno interior del contenedor.

El propósito de esto es doble, minimizar la fricción entre el émbolo y el contenedor y también permitir una calavera de metal para ser dejada después que el lingote ha sido extruido. La razón para esta calavera de metal será explicada más adelante.



*Figura 4. Prensa de extrusión directa.*

Un cojincillo de presión precalentado se coloca entre el émbolo y el lingote a fin de prevenir el enfriamiento de la cola del lingote caliente desde el émbolo. La matriz de extrusión está hecha de acero resistente al calor, la forma de los orificios junto con el orificio del soporte o paralelo son preparados por los técnicos de matricería.

El lingote fundido de dimensiones apropiadas a la prensa de extrusión y el producto se calienta a la temperatura de trabajo en caliente. Como una regla aproximada ésta es de dos terceras partes de la temperatura de fusión en grados K, por ejemplo, aluminio 600 K, cobre 800 K.

El lingote calentado se coloca en el contenedor, seguido por el cojincillo de presión, caliente. El émbolo se coloca en el contenedor y se aplica la presión. Cuando se opera, el lingote es recalado y comprimido haciendo contacto por todos lados con el contenedor. Entonces incrementando la presión, el lingote es extruido a través del orificio de la matriz. El metal sale de la matriz y corre sobre una canal.

Colocando celdas de carga sobre el émbolo de extrusión, es posible seguir los cambios de la carga durante el ciclo de extrusión.

La carga se eleva bruscamente, mientras el lingote está siendo recalado, pero una vez que comienza la extrusión la carga desciende. La rapidez de descenso es constante hasta que se ha extruido aproximadamente el 85% del lingote, cuando ocurre un paro súbito, seguido de una elevación muy rápida hasta alcanzar la capacidad de carga de la prensa.

En este punto la extrusión debe detenerse. Esto ocurre mientras aún hay alrededor del 5 al 10% del sobrante del lingote y éste debe descartarse.

La razón para esta elevación final de la carga es fácil de explicar, es la misma razón por la que es imposible extruir la última pizca de pasta de dientes del tubo.

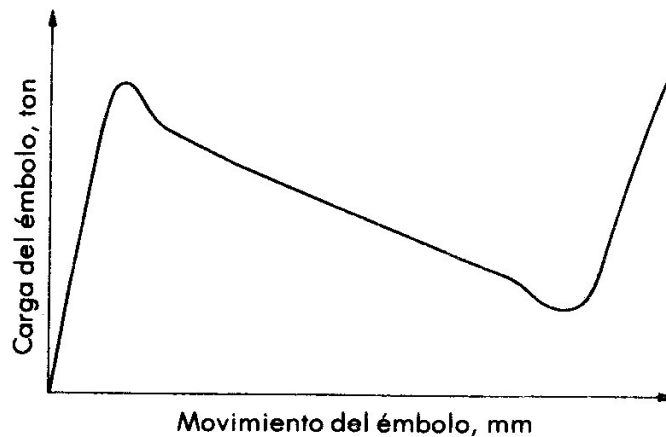


Figura 5. Curva de carga de extrusión.

Durante las primeras etapas de la extrusión, Fig. 6, la fuerza aplicada debe provocar que el metal fluya hacia la matriz, a lo largo de una trayectoria diagonal. Al final del ciclo de extrusión, la dirección del flujo del metal, llega a ser más y más perpendicular a la línea de acción de la fuerza aplicada, Fig. 6 (b).

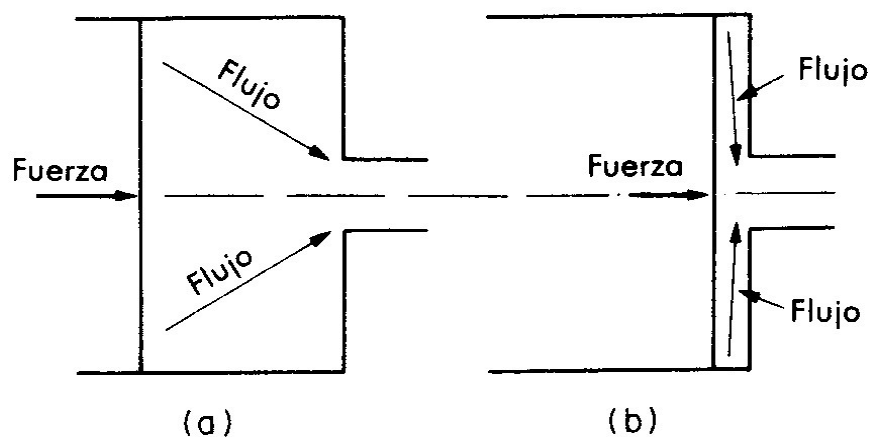


Figura 6. Esquema del flujo y la fuerza en un proceso de extrusión.

Puesto que siempre hay una pequeña cantidad de metal remanente, después que se completa la extrusión, significa que debe prevenirse la extracción de la matriz y expulsar el descarte.

### 2.1.2. PRENSA DE EXTRUSIÓN INVERTIDA.

El contenedor es similar a aquel del proceso de extrusión directa, excepto, que en lugar de una matriz y un émbolo, en los lados opuestos del lingote hay una matriz y un soporte de la matriz hueco en un lado del lingote. El soporte hueco de la matriz toma el lugar del émbolo. Esto debilita toda la prensa y limita el tamaño de la sección que puede ser producida por este proceso.

El diagrama carga/movimiento del émbolo, para esta clase de prensa se muestra en la siguiente figura.

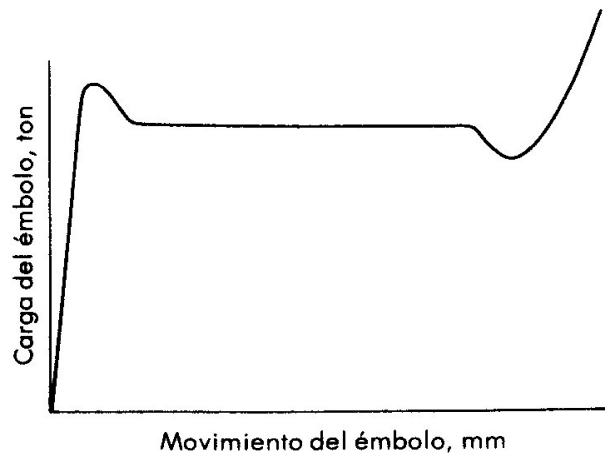


Figura 7. Curva de carga de prensa invertida.

Comparando la Fig. 2 con la Fig. 4, se observa que son muy similares al principio y al final, por las mismas razones, la diferencia en la sección media puede considerarse por el hecho de que en la extrusión directa el lingote se mueve hacia la matriz, es decir, se desliza a lo largo de la pared del contenedor con lo cual se produce una fuerza de fricción o carga.

Esta carga de fricción depende del área de contacto entre el lingote y el contenedor y puesto que ésta es decreciente cuando el émbolo se mueve, de esta manera se hace que la carga de fricción disminuya con el movimiento del émbolo.

En el caso de la extrusión invertida no hay movimiento relativo entre el lingote y el contenedor y, por tanto, no puede haber fuerza de fricción. Se requiere una carga máxima más baja cuando se usa extrusión invertida, pero la ventaja de esta carga más baja no puede ser capitalizada, debido al hecho, de que como se explicó al principio, con extrusión inversa, la máxima sección posible en el proceso es limitada.

### 2.1.3. MATRICES DE EXTRUSIÓN.

Las matrices de extrusión están hechas de acero de alta velocidad para herramienta y son componentes muy importantes en el proceso de extrusión. Como el material de la matriz es demasiado caro, a menudo es hecho en forma de un disco delgado de diámetro mucho más pequeño que el lingote soportado por una matriz de refuerzo.

El orificio de la matriz controla la forma del metal extruido.

Si la abertura de la matriz consta de un barreno circular y paralelo, es decir, la longitud del soporte es igual al espesor de la matriz, la extrusión será una varilla circular que requiere una fuerza considerable para estirla y tiene una pobre superficie de acabado.

La superficie de acabado puede mejorarse y disminuir la carga, aumentando el diámetro del barreno en el extremo de descarga.

Una matriz múltiple de extrusión puede usarse cuando la carga de extrusión es excesiva para una sola área pequeña de extrusión. Un número de secciones que pueden ser idénticas o de diferentes formas, pueden extruirse al mismo tiempo, cortando varios orificios. Se acostumbra disponer de orificios idénticos, ya que de otra manera puede surgir el problema del balanceo del flujo.

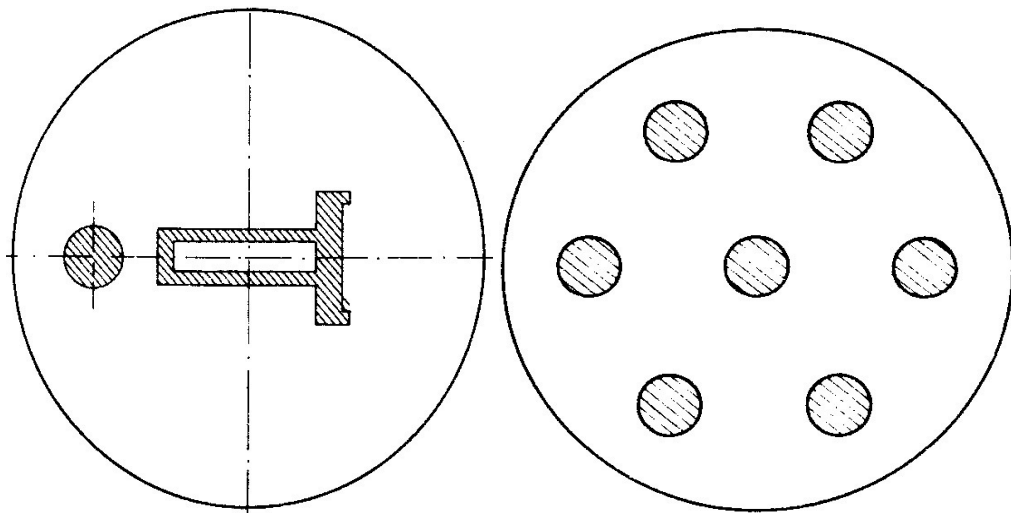


Figura 8. Matriz simple y matriz múltiple.

#### 2.1.4. DISTRIBUCIÓN DE TEMPERATURA EN LA EXTRUSIÓN.

La mayoría de la extrusión industrial es esencialmente un proceso de trabajo en caliente donde el lingote se calienta a una temperatura uniforme antes de insertarlo en el contenedor.

No obstante, el contenedor se calienta siempre a una temperatura más baja que el lingote con el resultado de que el exterior de éste tiende a enfriar una vez que hace contacto con el contenedor. Esto ocurre al principio del ciclo de extrusión, las capas exteriores del lingote son continuamente enfriadas durante el resto del ciclo.

La deformación no es uniforme a través de la sección. De hecho se encuentra a lo largo de ciertos planos de corte, dando origen a muy altas reducciones localizadas, acompañadas por extremadamente altas velocidades de extrusión.

Las velocidades de deformación en estas zonas pueden ser tales que provoquen considerables elevaciones de temperatura, bajo condiciones esencialmente adiabáticas.

Si estas elevaciones son excesivas, entonces el metal puede exceder su punto de fusión dando origen a fusión incipiente, y el metal extruido será expulsado desde la apertura de la matriz, en forma de explosiones, para dar la clásica fractura de "abeto".

### 2.1.5 ALGUNOS EJEMPLOS DE EXTRUSIÓN.

Las secciones huecas o complejas se pueden sacar en un solo movimiento, sin soldadura ni flexión. Tienen tolerancia excelente.

Los perfiles extruidos pueden tener múltiples finalidades, desde formar estructuras externas para acristalamiento de edificios, hasta usos en energías renovables o aeronáutica.

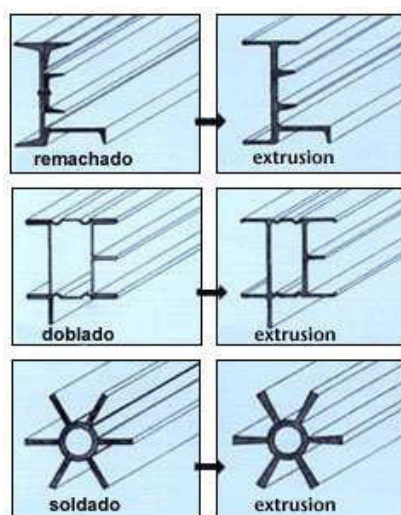


Figura 9. Perfiles fabricados frente a perfiles extruidos.



## **2.2. DESCRIPCIÓN DE PLANTA.**

En Industria Aragonesa se utiliza tecnología de extrusión directa mediante prensas de pistón hidráulicas (energizadas por motores eléctricos).

De manera resumida, podemos describir el proceso de producción:

Cada una de las líneas de producción está compuesta de un horno de gas de calentamiento y corte del tocho, allí se trocea el cilindro de aluminio a la longitud adecuada a la prensa y se calienta a la temperatura adecuada, unos 400°C. Desde este horno se transporta la sección de tocho hasta la prensa, donde se extruye, del modo que se explicó en el apartado anterior.

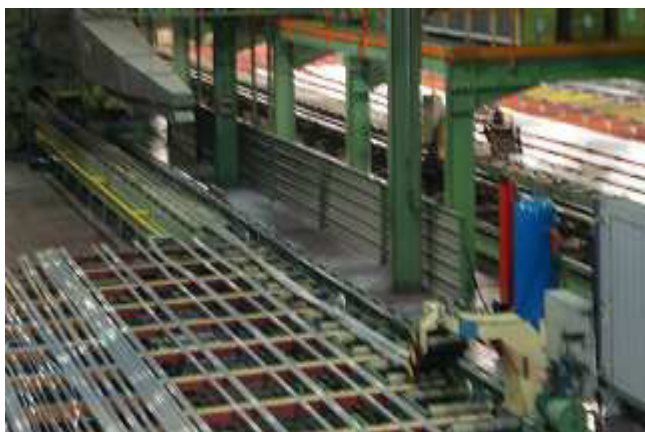


*Figura 10. Tocho de aluminio.*



*Figura 11. Prensa.*

A la salida de la prensa, el perfil extruido circula por la línea de enfriado, pasa al estirado donde se rompe su límite elástico mediante unos brazos mecánicos y llega a la zona de almacenamiento.



*Figura 12. Estirado*



*Figura 13. Tratamiento térmico.*

Existen hornos de gas de maduración del perfil extruido, donde, una vez cortado a la longitud adecuada al horno, se calienta en diferentes ciclos, dependientes de las características mecánicas exigidas a cada producto. (Figura 13)

Tras este tratamiento se llevan a la zona de embalaje, para posteriormente ser cargados en camión en la zona de muelles de carga.

Por otro lado, en cada línea se incluyen hornos eléctricos, para el calentamiento de las matrices a utilizar en las prensas.

En todas las líneas hay equipos auxiliares como sierras, equipos de tratamiento superficial y motores destinados al movimiento del material por la línea.

En la planta se ubican zonas para diferentes fines; líneas de producción, zonas de oficinas, salas de taller, sala de compresores, muelles de carga, aparcamientos, etc.

La empresa dispone de varias zonas diferenciadas:

- Zona línea de producción P2800.
- Zona línea de producción P2500.
- Zona línea de producción P1801.
- Zona línea de producción P1800.
- Zona para almacén del producto y muelle de carga.
- Zona para oficinas y despachos.
- Zona de matricería y almacén de matrices.
- Zona para planta de lacado/pintura.

En las diferentes zonas se encuentran instalados varios tipos de iluminación; la mayoría son luminarias de descarga de halogenuros metálicos y luminarias de descarga de vapor de mercurio, pantallas de fluorescentes de diferentes potencias, etc.

La empresa dispone de maquinaria diversa para producción con potencias distintas.

También dispone de centrales de aire comprimido para uso en las líneas de producción.

Se dispone de diferentes torres de refrigeración para la refrigeración de las prensas (estas se utilizan escasas veces durante el año) y de bombas de calor para la climatización de zonas de oficinas y despachos. Debido a su buen rendimiento, se ha omitido el estudio de mejoras en la climatización.

La empresa dispone de diferentes hornos; hornos de maduración del producto y hornos de tochos (utilizan gas natural como combustible) y hornos eléctricos para el calentamiento de las matrices de extrusión.

La energía eléctrica se distribuye en diferentes equipos consumidores:

- Iluminación.
- Compresores de aire comprimido.
- Líneas de producción (bombas hidráulicas, prensas, refrigerado y estirado).
- Hornos de matrices.
- Bombas de calor/aire acondicionado tipo aire-aire para oficinas y vestuarios.
- Equipos auxiliares de proceso.

- Planta de lacado/pintura.

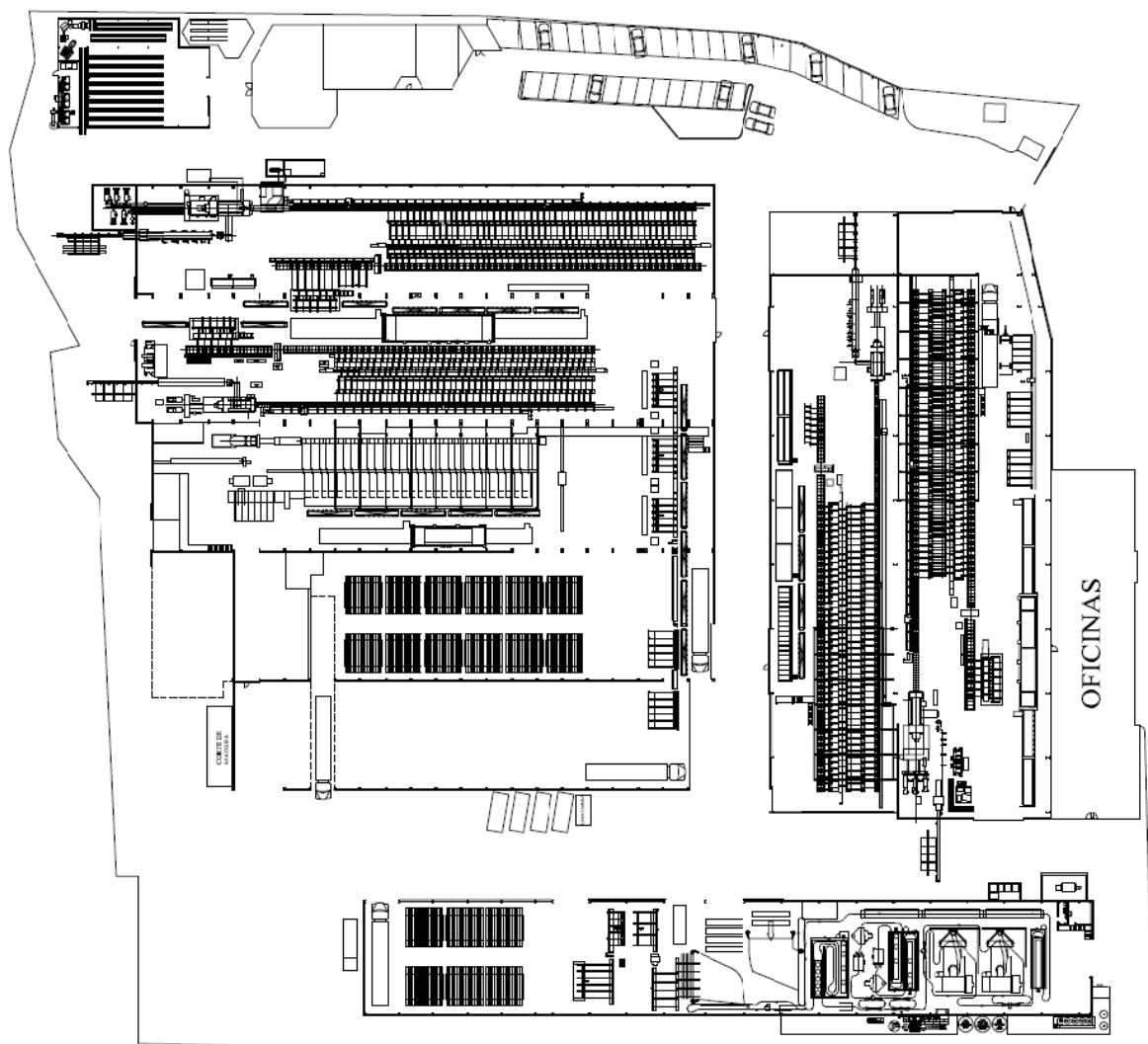
El consumo de gas se centra en los siguientes equipos:

- Hornos de calentamiento de tocho.
- Hornos de maduración de producto.

El consumo de agua se reparte en:

- Refrigeración de prensas.
- Planta de lacado/pintura.
- Consumo de boca/vestuarios.
- Túnel de agua (refrigeración de perfiles).

*Figura14: Plano general de planta.*



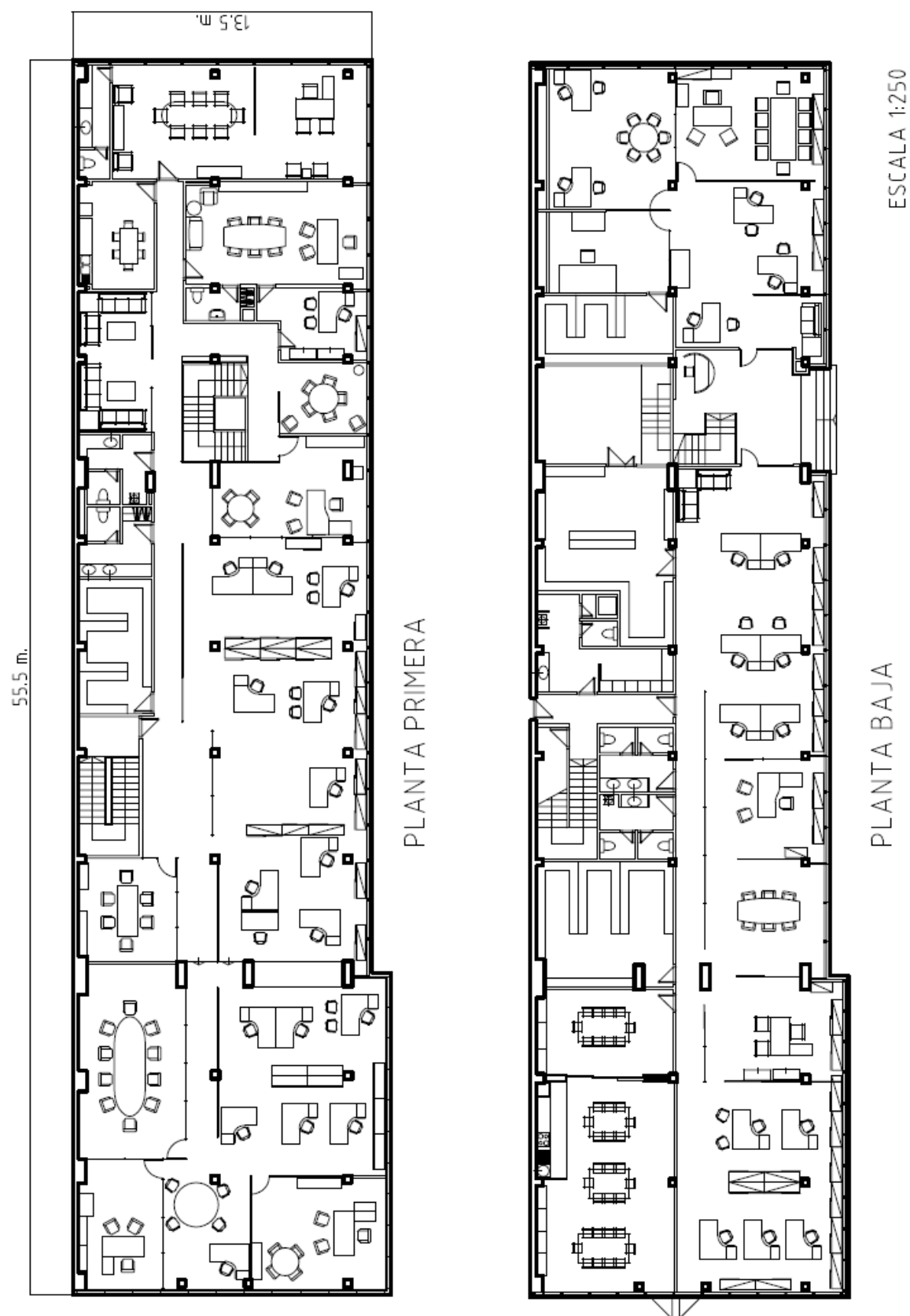


Figura 15: Plano general de zona oficinas y despachos.

### 3. SUMINISTROS Y CONSUMOS ENERGÉTICOS DE LA PLANTA.

Los datos básicos de la empresa a fines de horas de funcionamiento son los siguientes:

Horas/día: 24.

Días semana: 5/6.

Horas año media: 5760.

Superficie total: 10.000m<sup>2</sup> aprox.

Periodo de funcionamiento: Enero -> Diciembre (incluidos), parada en la producción en el mes de agosto. En la evaluación de consumidores desglosaremos el nº de horas de funcionamiento de cada carga.

#### 3.1. SUMINISTRO ELÉCTRICO.

##### 3.1.1. CONTRATO DE SUMINISTRO. TARIFA APLICADA.

En primer lugar revisaremos el tipo de contrato que tiene actualmente la empresa y desglosaremos los términos que aparecen en factura. Evaluando los valores de consumos y potencias activas máximas registradas, analizaremos la posibilidad de reducir la potencia contratada o de negociar con la empresa suministradora la rebaja de precio del KWh en algún periodo concreto.

Las diferentes posibilidades que nos da el mercado en cuanto a tarifas de suministro eléctrico son las siguientes:

Colectivo de aplicación	
2.0A	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
2.0DHA	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
2.0DHS	$P_c \leq 10 \text{ kW}$
2.1A	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$
2.1DHA	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$
2.1DHS	$10 \text{ kW} < P_c \leq 15 \text{ kW}$
3.0A	$P_c > 15 \text{ kW}$
Colectivo de aplicación	
3.1A	$1 \text{ kV} < T \leq 36 \text{ kV}$
Colectivo de aplicación	
6.1	$1 \text{ kV} < T \leq 36 \text{ kV}$
6.2	$36 \text{ kV} < T \leq 72,5 \text{ kV}$
6.3	$72,5 \text{ kV} < T \leq 145 \text{ kV}$
6.4	$T > 145 \text{ kV}$
6.5	Conexiones internacionales

Figura 16: Tarifas eléctricas disponibles en el mercado.

Las tarifas 2.0 hasta 3.0A son tarifas con contratación de la electricidad en BT (Baja Tensión), con diferentes franjas de potencia a contratar y varios periodos horarios de tarificación en función de las necesidades del cliente. Esta modalidad está encaminada claramente al pequeño consumidor, que no requiere una gran potencia.

La contratación en BT implica que no se requiere de un centro de transformación propiedad del cliente, por lo que la acometida es sencilla. El control de la potencia a consumir, se realiza mediante ICP o maxímetro en función de la potencia contratada.

Para la contratación de suministro eléctrico en MT o AT (Media o Alta Tensión, a partir de 1KV) se dispone de las tarifas 3.1 y 6.X que varían en cuanto a la potencia contratada (hasta 450KW la 3.1 y mayor de 450KW para las 6.X) y la tensión de suministro. Normalmente, por cuestiones de eficiencia, a mayor consumo energético, mayor es la tensión de suministro solicitada, aunque también depende de la ubicación de la empresa consumidora y de la red de distribución local.

En el caso de suministro en MT o AT el cliente deberá disponer de su propio centro de transformación, para la adecuación de la tensión de suministro a la de funcionamiento de su planta, normalmente 400 o 690Vac.

El mercado eléctrico ha sufrido una importante evolución en los últimos años, así, en el año 2008 se forzó la liberalización de mercado desde los 15KW, eliminando progresivamente los contratos sin liberar y añadiendo importantes recargos a los contratos que no pasasen a mercado libre.

Por este motivo, la empresa a estudio cuenta con un contrato en mercado libre, que por la elevada potencia contratada -2200KW- y la tensión de suministro, 45KV, conlleva una tarifa a contratar tipo 6.2. La tarifa contratada es la indicada para potencias >450KW y en el margen de tensión 36KV < tensión de suministro ≤ 72.5KV.

En este tipo de tarifa no existe la posibilidad de acudir a una tarifa de último recurso (TUR), esto solo es posible en tarifas de hasta 10KW de potencia contratada.

La tarifa 6.2, como el resto de las tarifas 6.X se divide en cuanto a tramos de tarificación en seis periodos P1-P6. En función del mes del año y de la hora del día, el precio del KWh varía. Los periodos de facturación se muestran en el siguiente cuadro.

Península	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24
Enero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Febrero	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2
Marzo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Abril	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Mayo	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
1ª quincena Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
2ª quincena Junio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Julio	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P2
Agosto, Sab, dom y fest	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6
Septiembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4
Octubre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5	P5
Noviembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P4	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P3	P4	P4
Diciembre	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P6	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2	P2	P2	P1	P1	P1	P2	P2	P2

Figura 17: Periodos de facturación de las tarifas 6.X..



Según avanzan los periodos, el precio del KWh y del KW de potencia contratado va decreciendo, de forma que el P1 es el periodo más caro y el P6 el más económico. De ahí que muchas empresas trabajen el turno de noche, motivadas por el menor precio de la energía y de la potencia disponible.

Para entender bien los datos de consumos y potencias que mostraremos a continuación, desglosaremos brevemente los términos que componen la factura eléctrica.

**Término de potencia:** Es el precio que hemos de pagar por tener disponible una cantidad concreta de potencia para nuestra instalación. Se paga como un concepto “fijo” en base a los KW contratados, pero el precio de estos €/KW disponible es diferente en función del periodo (P1-P6). Para el tipo de tarifa aplicada, 6.2, los precios en €/KW y año por periodo en las fechas del estudio (fijados por el ministerio de industria) eran las siguientes:

TARIFA	P1	P2	P3	P4	P5	P6
6.2	14.011190	7.011658	5.131370	5.131370	5.131370	2.341263

Precio en €/KW y año.

Durante el tiempo de facturación, si el maxímetro registra menos del 85% de la potencia contratada, se factura el 85% de dicha potencia contratada. Si el maxímetro marca en el rango 85%-105% se factura la potencia marcada por el maxímetro y si el equipo tiene registrada una potencia superior al 105%, se facturará la potencia que marca el maxímetro mas el doble de la diferencia entre la potencia marcada y el 105% de la potencia contratada, lo cual supone una penalización en la factura.

La forma de aplicar la penalización o la reducción al 85% depende de la comercializadora, puede aplicarla en el periodo afectado (P1-P6) o en el total del tiempo de facturación, independientemente de los periodos existentes. Incluso por desconocimiento del cliente, existen distribuidoras que si la potencia está en el margen 85-105% cobran al cliente el 100% del término de potencia sin reducción alguna.

**Término de energía:** Es la parte correspondiente a la energía en KWh que consumimos. Del mismo modo que el término de potencia, el precio del KWh varía en función del periodo de facturación en el que se consuma (P1-P6) siendo el P1 el más caro y el P6 el más barato. El precio del KWh consumido varía en función de la comercializadora, pero existe una parte fija aplicada en cada KWh, llamado tarifa de acceso y que está fijado por el Ministerio de Industria y Energía. Este suplemento lo componen el pago por capacidad y el incremento por pérdidas.

**Penalización por reactiva:** La energía reactiva se mide en KVarh y es una energía “no útil” ya que no genera trabajo. No obstante es necesaria para el funcionamiento de equipos inductivos como motores, transformadores etc.

La comercializadora penaliza, con unas tarifas fijadas por el estado, el consumo de energía reactiva en función del  $\cos\phi$  de nuestra instalación del siguiente modo:

Precio €/KVArh		
Cosφ < 0,8	0,8 < cosφ < 0,95	0,95 < cosφ
0.062332	0.041554	0

Así, podemos comprobar que para evitar la penalización por reactiva, debemos mantener nuestro cosφ por encima de 0,95, lo cual se consigue con la instalación de equipos capacitivos denominados baterías de condensadores, que generan la energía reactiva necesaria en cada momento para aproximar el cosφ de nuestra instalación a 1 (situación ideal).

**Impuestos y alquileres:** Dentro de este componente de la factura se incluyen el impuesto sobre la electricidad que suponía en el periodo de estudio un 4,864% del importe total de término de potencia, término de energía y componente regulado y multiplicado por 1,05113.

El componente regulado está directamente relacionado con el término de energía. También se incluyen en este punto el alquiler de los equipos de medida y el IVA.

Una vez detallados los puntos que componen la factura, pasamos a ver los consumos registrados durante el año de estudio.

### 3.1.2. REGISTRO DE CONSUMOS Y PICOS DE POTENCIA. PRECIO MEDIO DEL KWh.

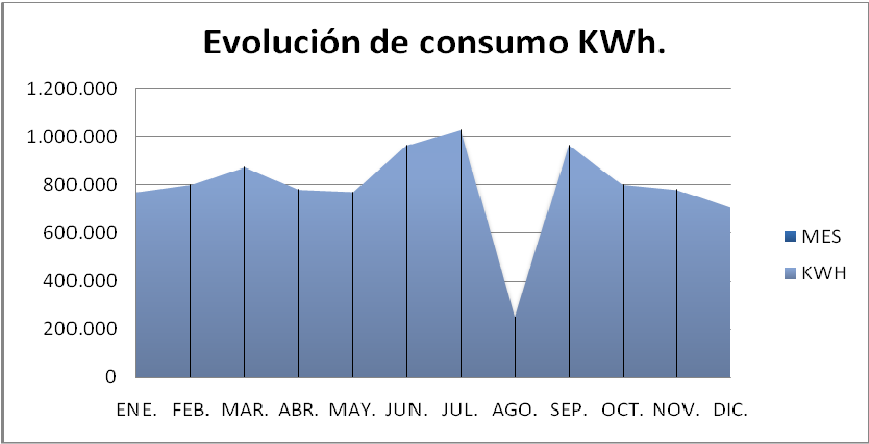
Los consumos eléctricos registrados (termino de energía) han sido los siguientes:

KWH	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.	ANUAL
P1	171.334	191.667				149.816	323.643					156.124	992.584
P2	276.231	293.999				146.483	309.601					248.045	1.274.359
P3			173.028			113.101			227.554		156.963		670.646
P4			330.588			178.634			354.202		317.064		1.180.488
P5				435.498	469.244					464.978			1.369.720
P6	322.533	315.292	371.381	344.457	301.401	376.842	396.259	250.964	383.794	336.193	305.404	301.644	4.006.164
<b>TOTAL KWh</b>	<b>770.098</b>	<b>800.958</b>	<b>874.997</b>	<b>779.955</b>	<b>770.645</b>	<b>964.876</b>	<b>1.029.503</b>	<b>250.964</b>	<b>965.550</b>	<b>801.171</b>	<b>779.431</b>	<b>705.813</b>	<b>9.493.961</b>
<b>TOTAL €</b>	<b>48923</b>	<b>51372,6</b>	<b>55303,38</b>	<b>49078,29</b>	<b>49513,85</b>	<b>62069,21</b>	<b>66405,94</b>	<b>16140,19</b>	<b>61955,88</b>	<b>51014,58</b>	<b>50091,56</b>	<b>44722,1</b>	<b>606590,58</b>
<b>€/KWh</b>	<b>0,0635</b>	<b>0,0641</b>	<b>0,0632</b>	<b>0,0629</b>	<b>0,0642</b>	<b>0,0643</b>	<b>0,0645</b>	<b>0,0643</b>	<b>0,0642</b>	<b>0,0637</b>	<b>0,0643</b>	<b>0,0634</b>	<b>0,0639 €</b>

El total de KWh consumidos a lo largo del periodo junio10-mayo11 ha sido de 9.493.961KWh, lo que se ha traducido en 606.590,58€ suponiendo de este modo un precio “bruto” medio del KWh de 0.0639€/KWh.

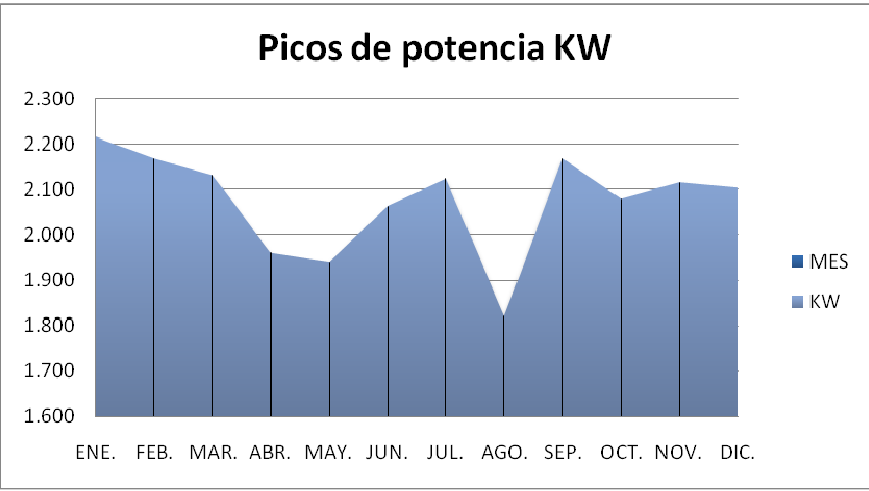


A este precio final del KWh, deberemos añadirle los impuestos relacionados, por lo que no es todavía el utilizado en los estudios económicos realizados.



La potencia contratada es de 2200KW, siendo los límites superiores de potencias consumidas los siguientes:

KW	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEP.	OCT.	NOV.	DIC.
P1	2.216	2.100				1.980	2.124					2.100
P2	2.148	2.168				2.004	2.084					2.104
P3			1.612			1.948			2.168		1.568	
P4			2.132			1.916			2.076		2.116	
P5				1.868	1.832					2.080		
P6	2.120	2.132	2.088	1.960	1.940	2.064	1.992	1.820	2.108	1.976	2.056	2.100
PUNTA KW	2.216	2.168	2.132	1.960	1.940	2.064	2.124	1.820	2.168	2.080	2.116	2.104
DESVIACIÓN KW	-16	32	68	240	260	136	76	380	32	120	84	96
DESVIACIÓN %	-0,73	1,45	3,09	10,91	11,82	6,18	3,45	17,27	1,45	5,45	3,82	4,36
PROMEDIO DESVIACIÓN	5,71											



Vemos como el término de potencia contratada sólo ha sido superado en uno de los periodos de facturación (concretamente en un sólo momento puntual y nunca sobrepasando el 105% comentado anteriormente).

Por esto, entendemos que el nivel de potencia contratada con la instalación actual es la adecuada.

A pesar de ello en este mes se aplicó una penalización por sobrepasar el límite de potencia.

En todos los meses, el máximo de potencia pico consumida se mantiene entre el 85-105% (incluso en agosto tan solo se llega al 82,73%).

En la factura podemos observar como al cliente se le cobra siempre el 100% del término de potencia en lugar del exacto consumido, lo cual supone a nuestra empresa a estudio, un sobrecoste que podría negociarse con la distribuidora.

Comprobamos que el promedio de punta de potencia se fija en un 5,71% por debajo de la potencia contratada. Exigiremos a la suministradora que cobre a la empresa la punta exacta de consumo, lo cual repercutirá, de seguir la tendencia actual, en un ahorro aproximado del importe del término de potencia anual del 5%.

En posteriores apartados, evaluaremos la posibilidad de incluir elementos que limiten los picos de potencia (o equipos para monitorizar y deslastrar cargas remotamente) para reducir la potencia contratada.

Respecto a la energía reactiva, comprobamos en las facturas del año completo, que no ha habido ninguna penalización relacionada por lo que se muestra que la instalación está bien compensada.

El conjunto de los términos aparentes en factura son:

<b>TÉRMINO DE ENERGÍA:</b>	<b>606.590 €</b>
<b>TÉRMINO DE POTENCIA:</b>	<b>85.268 €</b>
<b>COMPONENTE REGULADO:</b>	<b>27.171 €</b>
<b>IMP. DE LA ELECTRICIDAD:</b>	<b>34.973 €</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>754.003 €</b>

Con el fin de poder hacer una evaluación económica de las mejoras propuestas, calcularemos el precio medio del KWh a lo largo del año.

Teniendo en cuenta todos los factores que influyen en el precio del KWh (Término de energía, componente regulado e impuesto de la electricidad), consideraremos el siguiente precio del KWh para el cálculo y periodo de retorno de todas las mejoras a proponer:

<b>KWH. ANUALES</b>	<b>9.493.961 KWH</b>
<b>TÉRMINO DE ENERGÍA:</b>	<b>606.590 €</b>
<b>COMPONENTE REGULADO:</b>	<b>27.171 €</b>
<b>IMPUESTO DE LA ELECTRICIDAD (DEL TÉRMINO VARIABLE):</b>	<b>29.504 €</b>
<b>TOTAL:</b>	<b>663.265 €</b>
<b>PRECIO MEDIO KWH:</b>	<b>0,0699€</b>

Todos los precios se muestran sin IVA.

### 3.1.3 PROPUESTA DE AHORRO EN EL SUMINISTRO.

El precio a pagar mensualmente por el término de potencia es de 7105.67€ lo que supone 85.268€ al año, la reducción a negociar mencionada del 5% supondrá el ahorro de 4263.4€

Sobre la negociación del precio del KWh, es difícil hacer una estimación de las posibles mejoras a conseguir, ya que el precio actual de compra del KWh ya es bastante ajustado. Tras preguntar a la dirección por el asunto, nos indican que es el mejor precio que han podido conseguir.

También nos informan de que el grupo cuenta con otras plantas de diferentes magnitudes (todas más pequeñas que la estudiada) en otras zonas, y que la contratación del suministro eléctrico del resto de plantas está hecho con otras comercializadoras diferentes. Esto se debe a que la contratación de suministro antes de la liberalización del mercado estaba sujeta a la zona geográfica en la que se situaba el consumo, y según la ubicación, había que contratar obligatoriamente con una comercializadora determinada.

La liberalización del mercado, hace que tengamos la posibilidad de contratar en cualquier zona con cualquier comercializadora, lo que nos posibilita negociar la contratación del resto de plantas conjuntamente con ésta.

El margen de reducción que se suele conseguir en negociaciones de este tipo ronda entre el 1 y el 4%, tomaremos la posición más conservadora, considerando que podemos conseguir una mejora del 1% en el término variable de la energía consumida.

Tomando estas mejoras del 5% del término de potencia y el 1% del término de energía, la reducción total en factura supondrá:

<b>TÉRMINO DE ENERGÍA:</b>	<b>606.590 €</b>
<b>AHORRO T.ENERGÍA 1%:</b>	<b>6.066€</b>
<b>TÉRMINO DE POTENCIA:</b>	<b>85.268 €</b>
<b>AHORRO T.POTENCIA 5%:</b>	<b>4.263€</b>
<b>AHORRO TOTAL:</b>	<b>10.329€</b>

### 3.2. SUMINISTRO GAS NATURAL. COMPARATIVA CONSUMOS.

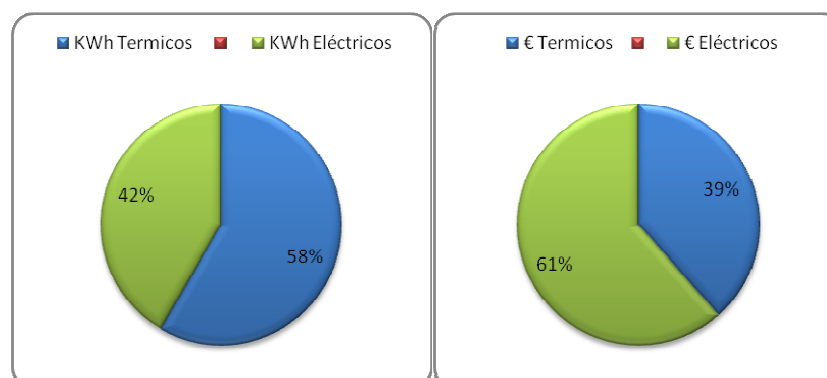
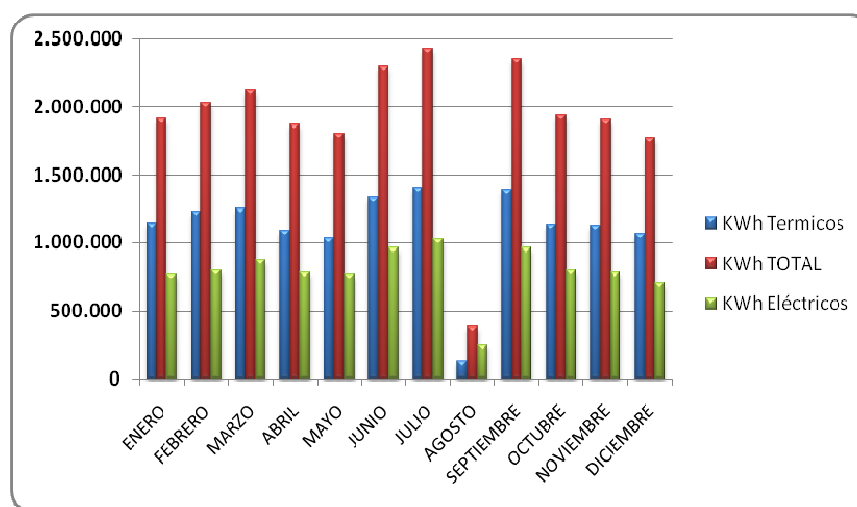
La planta está conectada a la red local de gas natural. Contrato vigente con la distribuidora Gas Natural Fenosa.

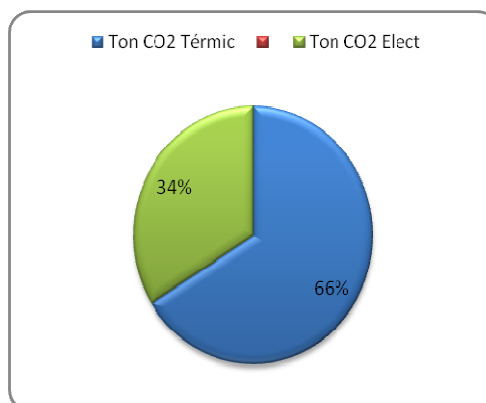
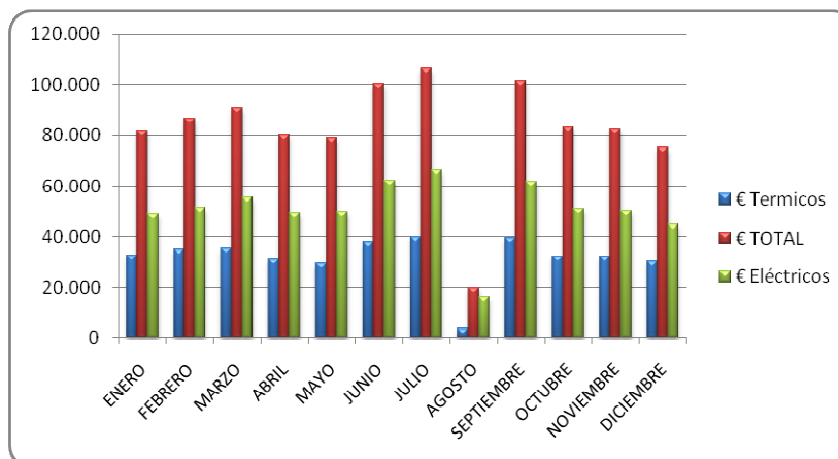
El consumo de gas natural mes a mes durante el último año ha sido el siguiente:

	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	TOTAL
<b>MWh.</b>	1143	1232	1251	1092	1031	1.334	1.400	131	1.385	1.134	1.129	1.067	<b>13.329</b>
<b>€</b>	32.576	35.112	35.654	31.122	29.384	38.019	39.900	3.734	39.473	32.319	32.177	30.410	<b>379.876,50</b>

Siendo 0,0285€/KWh

Haciendo una comparativa de KWh eléctricos y KWh térmicos consumidos frente a €:





Podemos comprobar cómo, aunque el consumo en KWh térmicos supera ampliamente el consumo en KWh eléctricos, en términos económicos el consumo eléctrico supera ampliamente al consumo térmico (61-39%).

En términos de CO2 y tomando los siguientes valores:

**KWh eléctrico** (mix eléctrico español 2010): 0.166Kg CO2/KWh: 1576Ton CO2/año.

**KWh térmico con gas natural**: 0.231Kg CO2/KWh: 3079 Ton CO2/año.

### 3.3. SUMINISTRO AGUA.

El consumo de agua se centra en la planta de pintura/lacado además del túnel de agua (refrigeración de perfiles) que se utiliza en los meses más calurosos.

El desglose de consumos de agua a lo largo del último año ha sido el siguiente:

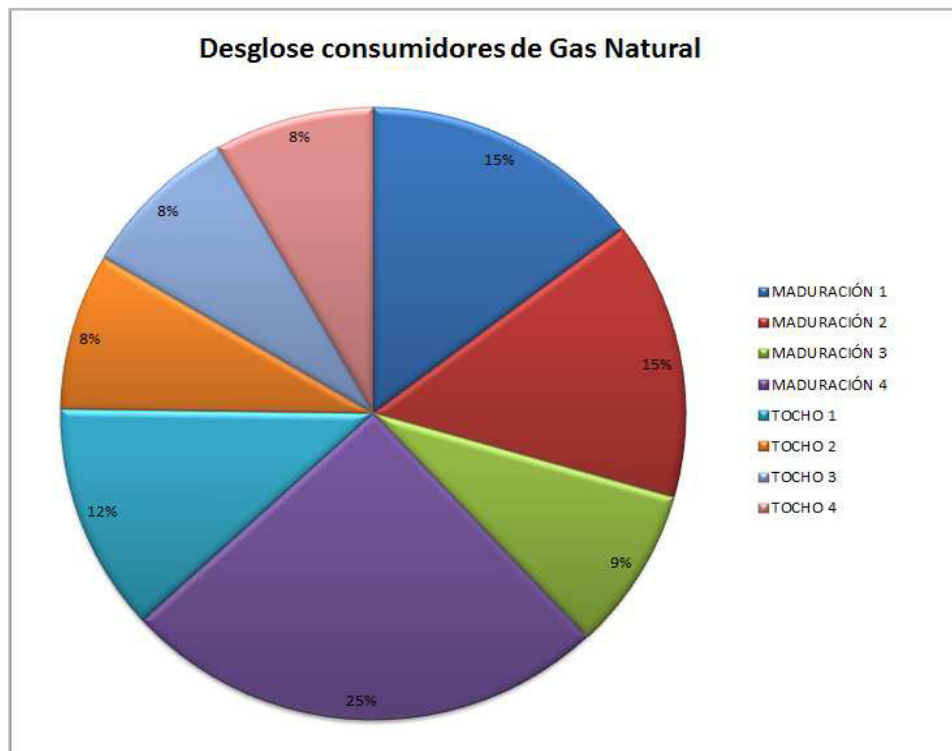
	ENE.	FEB.	MAR.	ABR.	MAY.	JUN.	JUL.	AGO.	SEPT.	OCT.	NOV.	DIC.	TOTAL
<b>M3</b>	168	126	204	138	222	414	360	54	408	216	162	240	<b>2.712</b>
<b>€</b>	535,92	401,94	650,76	440,22	708,18	1320,7	1148,4	172,26	1301,5	689,04	516,78	765,6	<b>8.651</b>

Siendo 3,19 €/m3

### 3.4. CONSUMOS ENERGÉTICOS DETALLADOS.

#### 3.4.1. CONSUMIDORES DE GAS.

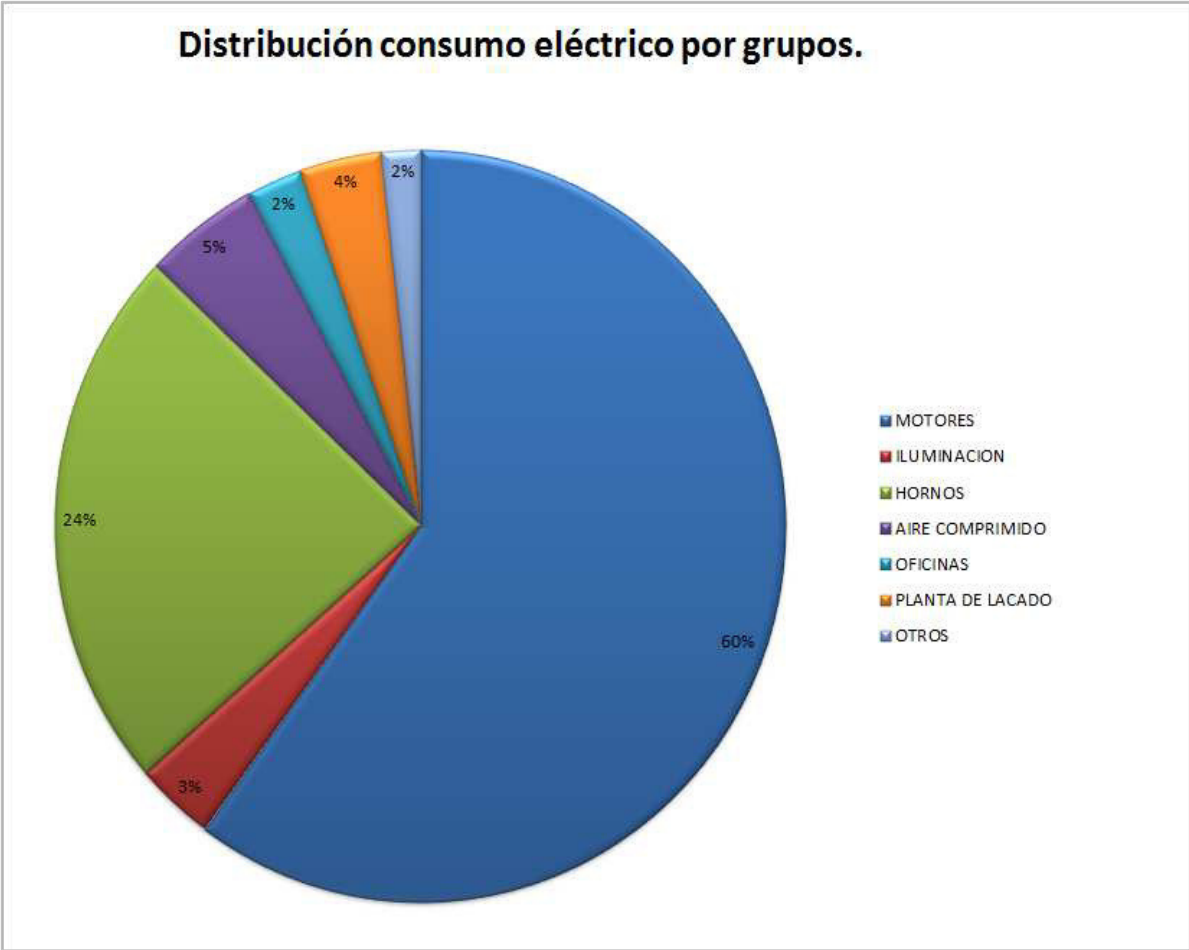
HORNO	POT (Kcal)	POT (KW)	HORAS	FACTOR UTILIZACIÓN	KWH	€
MADURACIÓN 1	602000	700	5000	0,56	1960000	55.860 €
MADURACIÓN 2	602000	700	5000	0,56	1960000	55.860 €
MADURACIÓN 3	350020	407	5000	0,56	1139600	32.479 €
MADURACIÓN 4	1032000	1200	5000	0,56	3360000	95.760 €
TOCHO 1	344000	400	5000	0,8	1600000	45.600 €
TOCHO 2	236500	275	5000	0,8	1100000	31.350 €
TOCHO 3	236500	275	5000	0,8	1100000	31.350 €
TOCHO 4	236500	275	5000	0,8	1100000	31.350 €
<b>TOTAL</b>					<b>13319600</b>	<b>379.608,60 €</b>



### 3.4.2. CONSUMIDORES ELÉCTRICOS.

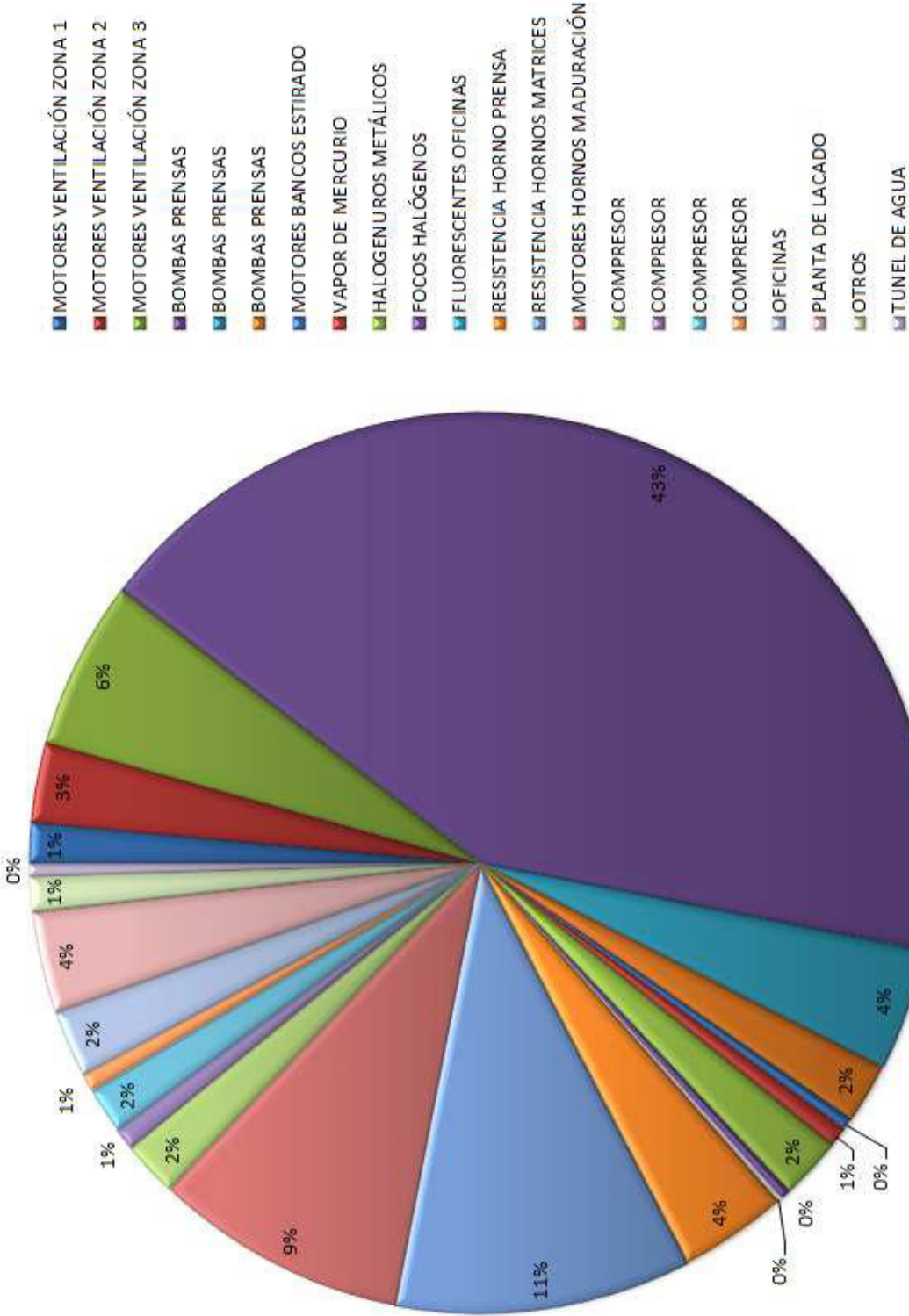
NOMBRE	UDS	POT	E POT	UBICACIÓN	AÑOS	FU	HORAS	NOTAS	KWH	€
<b>MOTORES</b>										
MOTORES VENTILACIÓN ZONA 1	4	11	44	VENTILACION 1	12	0,54	5760	1500RPM. FUNCIONAMIENTO CONTINUADO DURANTE PROCESO.	136857,6	8745,2006
MOTORES VENTILACIÓN ZONA 2	8	11	88	VENTILACION 2	12	0,54	5760	1500RPM. FUNCIONAMIENTO CONTINUADO DURANTE PROCESO.	273715,2	17490,401
MOTORES VENTILACIÓN ZONA 3	140	0,75	105	VENTILACION 2	12	0,95	5760	1500RPM. FUNCIONAMIENTO CONTINUADO DURANTE PROCESO.	574560	36714,384
BOMBAS PRENSAS	11	160	1760	PRENSAS	12	0,4	5760	1000RPM. FUNCIONAMIENTO CONTINUADO DURANTE PROCESO	4055040	259117,06
BOMBAS PRENSAS	2	90	180	PRENSAS	12	0,4	5760	1000RPM. FUNCIONAMIENTO CONTINUADO DURANTE PROCESO	414720	26500,608
BOMBAS PRENSAS	5	18	90	PRENSAS	12	0,4	5760	1000RPM. FUNCIONAMIENTO CONTINUADO DURANTE PROCESO	207360	13250,304
MOTORES BANCOS ESTIRADO	4	22	88	BANCADAS	12	0,08	5760	300HORAS ACUMULADAS AÑO, MÚLTIPLES ARRANQUES POR HORA, HASTA AHORA ARRANQUE DIRECTO	40550,4	2591,1706
<b>ILUMINACION</b>										
VAPOR DE MERCURIO	42	0,4	16,8	NAVE	8	0,7	5760	LUMINARIAS COMPENSADAS FP, BALASTO MAGNETICO DE UN SOLO ESCALON. REGULACION MEDIANTE FOTOCÉLULA Y RELOJ.	67737,6	4328,4326
HALOGENUROS METÁLICOS	132	0,4	52,8	NAVE	8	0,7	5760	LUMINARIAS COMPENSADAS FP, BALASTO MAGNETICO DE UN SOLO ESCALON. REGULACION MEDIANTE FOTOCÉLULA Y RELOJ.	212889,6	13603,645
FOCOS HALÓGENOS	20	0,5	10	EXTERIOR	8	0,6	5760	ALUMBRADO EXTERIOR. PARKING, ZONAS ENTRE NAVES Y CARTELERÍA EXTERIOR	34560	2208,384
FLUORESCENTES ALMACEN	96	0,04	3,456	BAJO ESTRUCTURAS	5	0,7	5760	LÍNEAS DE FLUORESCENTES SITUADOS DEBAJO DE LAS BANCADAS SOBREELEVADAS DE ALMACENAMIENTO.	13934,592	890,42043
<b>HORNOS</b>										
RESISTENCIA HORNO PRENSA	1	160	160	PRENSAS	12	0,4	5760	CARGA AC1. FUNCIONAMIENTO CONTINUO DURANTE LA PRODUCCIÓN. EN PERIODOS DE STAND BY EL HORNO SIGUE MANTENIENDOSE A UNA TEMPERATURA DE 300º PARA EVITAR EXCESIVAS INERCIA TÉRMICAS Y FATIGAS EN LA MÁQUINA	368640	23556,096
RESISTENCIA HORNOS MATRICES	1	350	350	PLANTA	12	0,5	5760		1008000	64411,2
MOTORES HORNOS MADURACIÓN	16	22	352	HORNOS	12	0,425	5760	MOTORES DE RECIRCULACIÓN DE AIRE. ARRANCAN POR PAREJAS ALTERNATIVAMENTE 8-8 CADA 10 MINUTOS	861696	55062,374
<b>AIRE COMPRIMIDO</b>										
COMPRESOR	1	110	110	PLANTA	6	0,3	5760	FUNCIONAMIENTO SEGÚN DEMANDA.	190080	12146,112
COMPRESOR	2	22	44	PLANTA	6	0,3	5760	FUNCIONAMIENTO SEGÚN DEMANDA.	76032	4858,4448
COMPRESOR	2	45	90	PLANTA	6	0,3	5760	FUNCIONAMIENTO SEGÚN DEMANDA.	155520	9937,728
COMPRESOR	2	18	36	PLANTA	6	0,3	5760	FUNCIONAMIENTO SEGÚN DEMANDA.	62208	3975,0912
<b>OFICINAS</b>										
OFICINAS	1	160	160	OFICINAS	12	0,25	5760	CLIMA ILUMINACION Y EQUIPOS INFORM.	230400	14722,56
<b>PLANTA DE LACADO</b>										
PLANTA DE LACADO	1	200	160	NAVE LACADO	6	0,3	5760		345600	22083,84
<b>OTROS</b>										
OTROS	1	70	70	PLANTA	12	0,3	5760	EQUIPOS AUXILIARES DE PROCESO	120960	7729,344

TUNEL DE AGUA	1	22	22	PLANTA	12	0,34	5760	REFRIGERACIÓN PERFIL EXTRUIDO.	43084,8	2753,1187
---------------	---	----	----	--------	----	------	------	--------------------------------	---------	-----------





**Distribución de consumo eléctrico por cargas.**



### 3.4.3 CONSUMIDORES DE AGUA.

Los diferentes equipos consumidores de agua no cuentan con registro individual de consumos.

### 3.4.4. ANÁLISIS DE LOS CONSUMIDORES ELÉCTRICOS.

Viendo el resultado de las gráficas anteriores, analizamos el listado de cargas eléctricas existentes. Vemos como los mayores consumos se centran en los hornos y en los motores eléctricos que mueven los circuitos hidráulicos de las prensas de extrusión.

Entre estos dos grupos, suman el 82% del consumo existente, por ello se intentará analizar en detalle los mismos y las posibles mejoras existentes.

Aunque con menor peso en el consumo global, aparecen otros consumidores importantes como los compresores de aire comprimido y la iluminación, partes de la instalación que también analizaremos en busca de optimizaciones.

### 3.4.5. PUNTOS DE AHORRO ENERGÉTICO YA EXISTENTES.

En la empresa Industria Aragonesa, existen ya, a fecha del estudio energético realizado, medidas de ahorro energético:

- Lámparas de descarga de Halogenuros Metálicos.
- Baterías de condensadores para la compensación de la energía reactiva.
- Variadores de frecuencia en algunos de los motores de las líneas de producción.
- Los hornos de calentamiento de tocho disponen de sistema de recuperación de calor de los humos de escape, aprovechado para precalentar el futuro tocho a tratar.
- Fotocélulas para la automatización de la marcha/paro de las luminarias de diferentes espacios (oficinas).
- Filtro solar en las ventanas de oficinas.

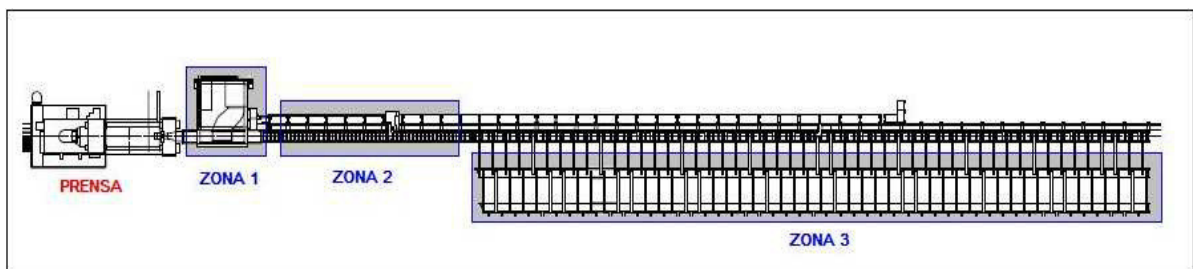
Aunque como vemos, existen algunas iniciativas encaminadas al ahorro energético, en general las instalaciones visitadas, están dirigidas hacia lograr la mayor producción posible, sin atender a los flujos energéticos existentes a lo largo del proceso.

## 4. MEJORAS ENERGÉTICAS EN SISTEMAS ELÉCTRICOS, BALANCE ECONÓMICO Y REDUCCIÓN DE CO<sub>2</sub>.

### 4.1. GESTIÓN DE LA REFRIGERACIÓN DE PERFILES A LA SALIDA DE LA PRENSA.

Actualmente a la salida de las prensas de extrusión se cuenta con 3 zonas de ventilación, cuyo objetivo es enfriar el perfil extruido, desde los 400°C de salida de la prensa, hasta temperatura ambiente. Por exigencias de acabado de producto, esta refrigeración debe realizarse en un máximo de 4 minutos (variable en función del producto final).

El esquema actual de ventilación es el siguiente:



POTENCIAS (a multiplicar por las 4 líneas existentes):

- ZONA 1: ventilación y túnel de agua (funciona eventualmente en verano), 22KW+22KW. 3100H/año y 660H/año
- ZONA 2: ventilación por turbina + conducto. 2x11KW 4000H/año.
- ZONA 3: hilera de ventiladores en el suelo. 35x 0.75KW 5760H/año.

Fig.18 Ventilación zonas 1 y 2.



Fig. 19 Ventilación zona 3.

Las zonas 1 y 2 tienen posibilidad de ser desconectadas desde la mesa de control de la prensa, acción que se realiza en los cambios de matriz. Por ello, en lugar de las 5760H de producción, se estima una utilización de 3100H.

Esta conexión/desconexión es manual por lo que depende exclusivamente del operador.

El caudal de ventilación no es regulable, es todo/nada, independiente de la temperatura del material a refrigerar y de la temperatura del aire impulsado para la refrigeración.

En principio esto no supone ninguna pérdida energética ya que en este tramo no se llega a refrigerar el perfil hasta temperatura ambiente, por ello las turbinas de enfriado deben funcionar siempre a su potencia máxima. Por su ubicación, en estas zonas siempre está circulando material a refrigerar.

La zona 3 se compone de una bancada de ventiladores de 0,75KW de potencia colocados en el suelo, y cuyo caudal de impulsión está dirigido a 45º respecto a la vertical. Está en funcionamiento siempre que está activo el proceso productivo, haya o no material a refrigerar en esa zona, sin ningún tipo de regulación ni posibilidad de activación/desactivación. Cada bancada de zona 3 se compone de 35 ventiladores de 0.75KW y de caudal 1000m<sup>3</sup>/hora, lo que hace una suma de 26.25 KW (105KW contando las 4 prensas).

Las pérdidas energéticas detectadas en esta zona se corresponden principalmente a dos factores:

- Caudal incontrolado de refrigeración del material, independiente de la tª del mismo y de la del aire impulsado.
- Funcionamiento del sistema de ventilación sin material que refrigerar durante parte del tiempo de proceso.

Se realiza la siguiente evaluación energética, teniendo en cuenta las potencias de ventilación y las horas de funcionamiento del sistema. Para el total de elementos existentes en las 4 líneas de proceso:

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	UNIDADES	EFF	CONSUMOS (KWh)	€ AÑO
ZONA 1	11	4	0,9	151555,56	10593,73333
ZONA 2	11	8	0,9	303111,11	21187,46667
ZONA 3	0,75	140	0,75	806400,00	56367,36
3100 horas			TOTAL		88.149 €

#### 4.1.1. PROPUESTAS.

Tras evaluar los costes energéticos derivados de esta fase del proceso y la viabilidad técnica de las mejoras posibles, se opta por las siguientes soluciones:

- Sustitución de los motores de las zonas 1 y 2 por motores de alta eficiencia.

Los motores existentes cuentan con una edad de 12 años y una eficiencia del 90% al 100% de carga.

Se plantea su sustitución por motores de nueva generación y alta eficiencia.

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	UNIDADES	EFF	CONSUMOS (KWh)	€ AÑO
ZONA 1	11	4	0,9	151555,56	10593,73333
ZONA 2	11	8	0,9	303111,11	21187,46667
ZONA 1 NUEVO	11	4	0,95	143578,95	10036,16842
ZONA 2 NUEVO	11	8	0,95	287157,89	20072,33684
<b>3100 horas</b>				<b>AHORRO</b>	<b>1.673 €</b>

Obviaremos esta medida dado el bajo nivel de ahorro anual que nos supone.

- En la zona 3, gran parte del caudal de ventilación que generan los ventiladores es desperdiciado debido a la pequeña superficie que ocupa el material a refrigerar, frente a la amplitud del caudal generado por los ventiladores.

Se estima que más de la mitad del caudal se pierde sin ejercer influencia alguna sobre los perfiles de aluminio a enfriar. Teniendo en cuenta que cada bancada cuenta con ventiladores que suman 26.25KW (con una eficiencia del 75%), y un caudal total de ventilación de 35.000m<sup>3</sup>/h, consideramos que aproximadamente la mitad de esta potencia es desperdiciada.

La propuesta es la instalación de una canalización de aire por debajo de la bancada de rodillos que soporta los perfiles, similar a las existentes en las zonas 1 y 2 pero con apoyo en el suelo.

El caudal necesario será generado por dos turbinas de 11KW situadas en ambos extremos de la bancada, reguladas mediante variador de velocidad que es controlado mediante un lazo cerrado de control (ya pre-programado en el mismo).

Como señal analógica de control del caudal, se utilizará la proveniente de un pirómetro infrarrojo, situado en el extremo de mayor temperatura de ambas mitades de la bancada (los situados más cerca de la salida de la prensa).

Además de este sistema de regulación, que modificará el caudal de ventilación en función de la temperatura de los perfiles situados sobre la canalización de aire, se instalarán sensores capacitivos que indicarán al variador (a través de sus entradas digitales) cuando hay material sobre la bancada, evitando el funcionamiento del sistema en vacío.

El sistema deberá tener la siguiente estructura:

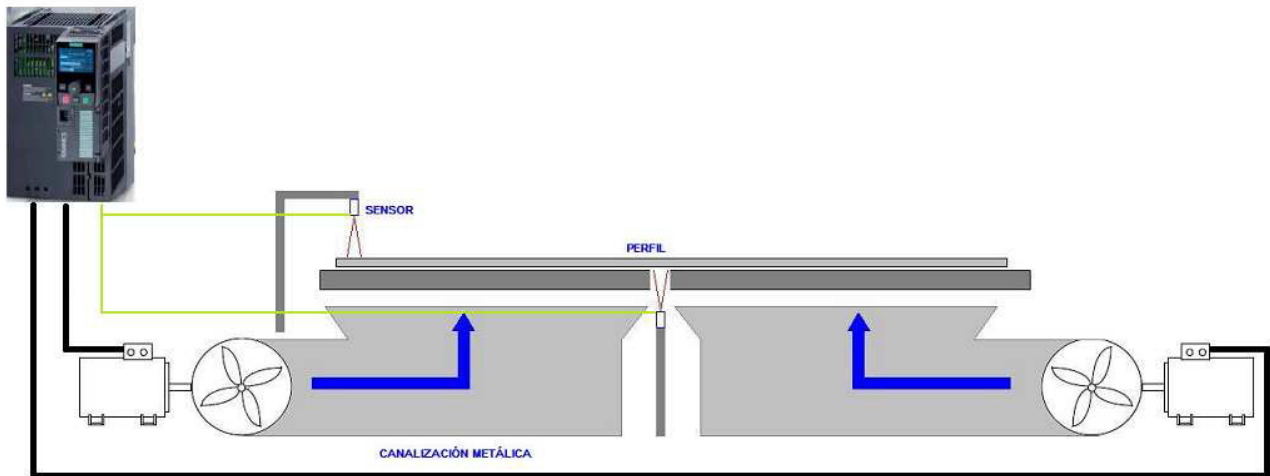


Figura 20. Esquema de ventilación.

El caudal generado por las dos turbinas de 11KW es equivalente al conjunto de los ventiladores existentes. La propia sustitución de los motores de 0,75 Kw por las dos turbinas genera un ahorro de manera directa por la diferencia de potencias de cada conjunto (26.25Kw del antiguo por 22Kw del nuevo).

A esto se le añade la diferencia de rendimiento entre los motores antiguos y los nuevos a instalar. Se estima que con un sistema regulado mediante variador se puede ahorrar entre un 20-40%. Adoptaremos la postura más conservadora.

El variador de frecuencia a incluir en el sistema deberá sobredimensionarse en un factor 1.25 al tener éste que alimentar a dos motores. De este modo el variador implementado será de 30KW. El modelo elegido será el Sinamics G120 de la firma SIEMENS.

El circuito de canalización del flujo de refrigeración requerirá llevar a cabo de un estudio específico, fuera del alcance del presente proyecto, con el fin de asegurar la equivalencia de los caudales de impulsión de ambos sistemas.

Para establecer esta equivalencia en el presente estudio, se han utilizado los datos de turbina incluidos en anexos.

En función del tipo del diámetro, utilización final y aleación que componga el perfil extruido, la velocidad de refrigeración del mismo deberá ser diferente para optimizar las características del producto. Mediante diferentes programas en el variador, podremos parametrizar diferentes tiempos de refrigeración en función de los requerimientos de cada momento de producción.

Para el cálculo de la potencia de los motores, se utilizará:

$P_{nominal}$  del motor (la potencia útil que genera en el eje) =  $P_{absorbida}$  de la red x rendimiento.

$$P_n = \sqrt{3} \times U \times I_{abs} \times \cos \alpha \times \eta \Rightarrow P_{abs} = P_n \times \eta.$$

Consumo = Pabs x horas de funcionamiento.

Con todo ello calculamos:

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	UNIDADES	EFF	EFF VARIADOR	CONSUMOS (KWh)	€ AÑO
ANTIGUO ZONA 3	0,75	140	0,75		806400,00	56367,36
NUEVO ZONA 3	11	8	0,94	0,95	567614,78	39676,27324
NUEVO ZONA3 + REGULACION (-20%)	11	8	0,94	0,95	454091,83	31741,01859
<b>AHORRO</b>					<b>352.308</b>	<b>24.626</b>

El presupuesto estimado del sistema (total para las 4 líneas de la planta) es el siguiente:

EQUIPOS	CANTIDAD	€	€ TOTAL
MOTORES 11KW	8	650	5200
TURBINAS	8	600	4800
CANALIZACIONES DE AIRE	4	6000	24000
VARIADORES+ SENSORES	4	2000	8000
INSTALACIÓN-PROGRAMACIÓN			15000
<b>TOTAL</b>			<b>57.000,00 €</b>

**AHORRO ENERGÉTICO:** 352.308 KWh  
**AHORRO ECONÓMICO:** 24.626€  
**INVERSIÓN:** 57.000€  
**PAY BACK:** 2.31 años

## 4.2. ESTUDIO SISTEMA DE ILUMINACIÓN.

Para la iluminación de las diversas zonas que forman la empresa se utilizan diferentes tipos de lámparas:

- Lámparas fluorescentes con sistema de encendido convencional de 36 W y 18 W en zonas de oficinas, matricería y bajo las bancadas de almacenamiento elevadas.
- Lámparas de descarga de halogenuros metálicos de 400 W en almacenes de producto terminado y naves de producción.
- Lámparas de descarga de vapor de mercurio de 400 W en naves de producción.
- Lámparas de halogenuros metálicos de 400W en el exterior, zonas entre naves y alrededor de las mismas.
- Lámparas halógenas de 1.000 W en el exterior.



**4.2.1. ALUMBRADO DE OFICINAS/SERVICIOS AUXILIARES A LA PRODUCCIÓN.****FLUORESCENTES:**

Existen pantallas de fluorescentes para alumbrar diversas zonas como oficinas, despachos, pasillos, salas de reuniones, etc., donde los fluorescentes tienen instalado un sistema de encendido convencional con balasto electromagnético estándar. La totalidad de los fluorescentes instalados son tipo T8. Existen excepciones como las salas de bombas donde todavía hay instaladas lámparas tipo T12.

Las lámparas se encienden por zonas, aunque habitualmente permanecen encendidas la mayor parte del día, hasta el fin de la jornada, en oficinas (11-12h/día). En otras zonas de paso o zonas relacionadas con el proceso productivo como por ejemplo vestuarios y salas de bombas, las luminarias permanecen encendidas las 24h del día.

El desglose de luminarias/lámparas y horas de funcionamiento es el siguiente:

ZONA	Nº	Nº LÁMPARAS	POT (W)	POT TOTAL(W)	PERDIDAS (W)	HORAS	KWh	€	€ PÉRDIDAS
<b>OFICINAS</b>									
3X36W	71	213	7.668	9.831	2.163	3.360	33.031	2.309	508
4X18W	27	108	1.944	2.492	548	3.360	8.374	585	129
<b>BANCADAS</b>									
2X36	48	96	3.456	4.431	975	5.760	25.521	1.784	392
2X36	48	96	3.456	4.431	975	5.760	25.521	1.784	392
<b>OTROS</b>									
2X36	15	30	1.080	1.385	305	5.760	7.975	557	123
<b>TOTALES</b>							<b>100.423</b>	<b>7.020€</b>	<b>1.544€</b>

Por estos motivos se propone:

- La instalación de balastos electrónicos de alta frecuencia en las pantallas de fluorescentes. En zona de oficinas balasto Dali.
- Implantación de sistema de regulación de la iluminación en la zona de oficinas. KNX/Dali (descripción del sistema a continuación).
- Implantación de un sistema de encendido/apagado de las luminarias mediante sensores de presencia en zonas auxiliares de proceso. Sustituir balastos electromagnéticos por balastos electrónicos.

**4.2.1.1. Descripción técnica Propuesta.**

Balasto electromagnético VS balasto electrónico:

La instalación clásica de tubos fluorescentes con reactancia convencional es de forma esquemática la siguiente:



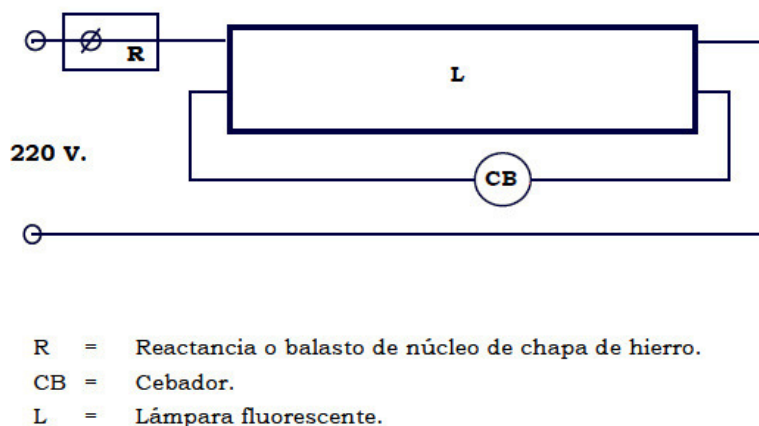


Figura 21. Balasto Electromagnético.

La frecuencia a la cual trabajan normalmente las reactancias o balastos de las lámparas fluorescentes es igual a la de la red eléctrica, es decir, 50 Hz. Operando con este valor de frecuencia, el rendimiento luminoso (flujo luminoso/energía eléctrica consumida) es inferior al que se obtendría trabajando con una frecuencia más elevada.

Por otra parte, el balasto convencional consume una determinada cantidad de energía y requiere un condensador de compensación para mejorar el factor de potencia del conjunto del sistema para lámparas fluorescentes se estima entre un 20-25%. Para nuestros cálculos estimaremos un 22% de la potencia de las lámparas.

Alimentando una lámpara fluorescente mediante balastos electrónicos de alta frecuencia a frecuencias superiores a 10 kHz, se obtiene un incremento significativo en la eficacia luminosa. Asimismo, es conveniente trabajar a un valor de frecuencia superior al límite de la audición humana, unos 20 kHz, e inferior a los 50 kHz, a partir del cual se incrementan apreciablemente las pérdidas en el balasto, como también las posibilidades de provocar interferencias electromagnéticas.

En la práctica, los balastos electrónicos disponibles en el mercado trabajan a una frecuencia del orden de 30 kHz.

La instalación de manera esquemática es la siguiente:

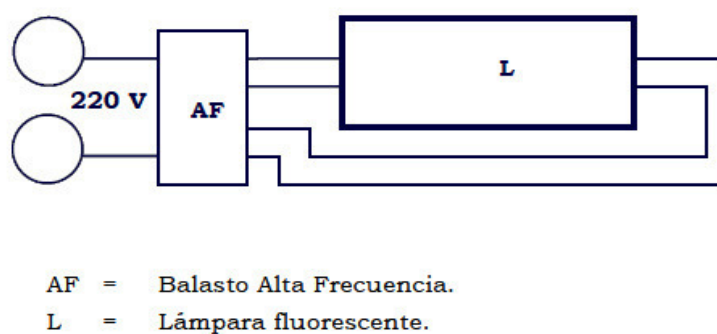


Figura 22. Balásto electrónico.

Cada balasto AF puede alimentar un par de lámparas y, por tanto, el consumo del propio elemento se reparte entre dos fuentes de luz, lo que supone un incremento adicional en la eficacia del sistema.

Las principales ventajas de la utilización de balastos de alta frecuencia son:

- Ahorro de energía. Producido por dos efectos principalmente:
- Incremento de eficacia luminosa de la lámpara al circular por ella corriente a alta frecuencia (30 kHz), lo que permite conseguir la misma iluminación con un 25% menos de corriente.
- Perdidas por inducción mínimas, lo que se traduce en bajas perdidas por efecto Joule.
- El ahorro energético total respecto a los sistemas convencionales puede alcanzar hasta un 40%.
- Factor de potencia elevado, prácticamente  $\cos\phi = 1$ . Evita la instalación de condensadores de compensación.
- Encendido instantáneo y sin relámpagos.
- Ausencia de vibraciones sonoras y mecánicas.
- Baja disipación de calor. En lugares climatizados se reduce la carga térmica y por tanto se obtiene un ahorro energético en los sistemas de climatización.
- Fácil instalación. No es necesaria la instalación junto con el balasto de cebadores, condensadores, ni otros dispositivos.
- En instalaciones nuevas, el coste de inversión es más bajo ya que permite utilizar cables eléctricos de menor sección.
- Reducción potencia contratada en alumbrado.
- El nivel de flujo se puede ajustar automáticamente o manualmente en un intervalo que va desde el 100% hasta el 25% del flujo nominal. Durante la regulación, la frecuencia varía hasta los 45 kHz. A medida que la frecuencia aumenta, la potencia absorbida por la lámpara decrece y, por tanto, también lo hace el flujo luminoso.

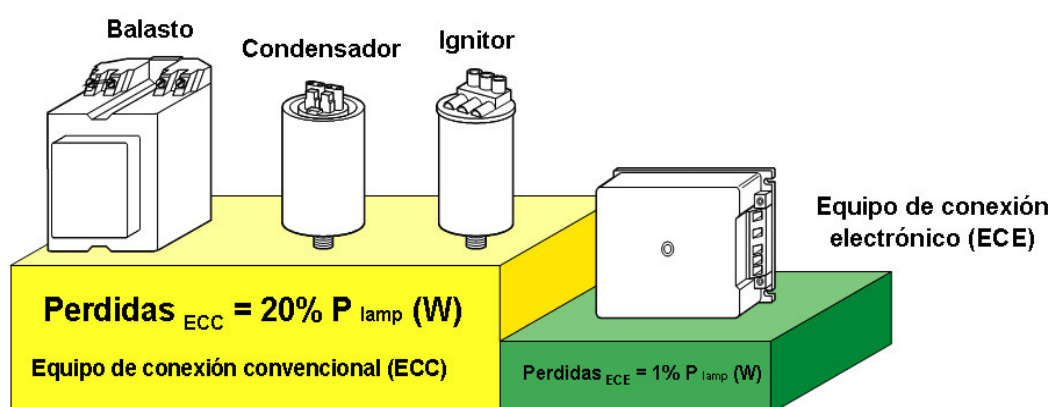


Figura 23.

### Propuesta.

#### Tubos fluorescentes T8 VS T5.

La inclusión de tubos fluorescentes T5 debe ir acompañada por la sustitución de las luminarias existentes, ya que, debido a las diferentes dimensiones de tubos, casquillos y características de funcionamiento de los T5, requieren de luminarias específicas.

En sí los tubos T5 tienen menor flujo luminoso que los anteriores T8 (ver tabla), pero con las nuevas luminarias podremos obtener mejores rendimientos, obteniendo los mismos resultados (o mejores en caso de luminarias antiguas) que con luminarias con tubo T8.

No obstante, dado que las luminarias existentes son relativamente nuevas y que consideramos que tienen un rendimiento suficiente, obviaremos la posibilidad de sustitución de luminarias + tubo T8 por tubo luminarias T5. La inversión es alta en proporción a la rentabilidad obtenida, lo que alarga en exceso el periodo de retorno.

#### 4.2.1.1. Propuesta.

##### Sistema de regulación Dali.

El actual código técnico de la edificación obliga a incluir en los nuevos edificios del sector terciario un sistema que “disponga de un sistema de control que permita ajustar el encendido a la ocupación de la zona, así como de un sistema de regulación que optimice el aprovechamiento de la luz natural”.

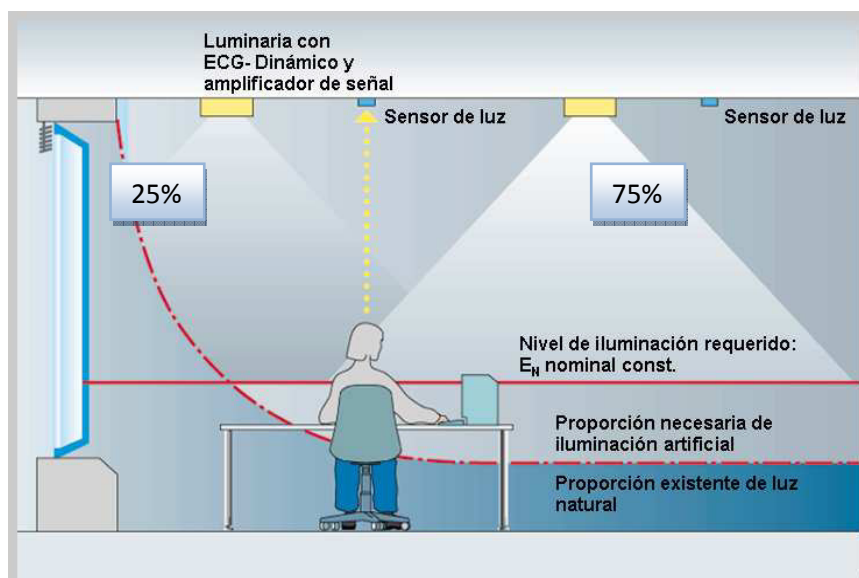


Figura 24. Regulación de flujo.

Dada la geometría de las plantas de oficinas y el aporte de luz natural existente, optaremos por la instalación de un sistema de regulación del flujo luminoso mediante sistema domótico KNX-

Dali. (Digital Adressable Lighting Interface). El sistema podrá ser igual en cada una de las plantas.

El sistema consiste en la inclusión de un balasto electrónico en cada luminaria, a los que se les da una dirección, todos los balastos se comunican mediante una red de bus digital que a su vez se conecta a una pasarela Dali-KNX. El sistema de regulación se lleva a cabo mediante una señal digital generada por la pasarela en lugar de la típica regulación analógica (0-10V).

En la red KNX también se incluirán detectores de presencia y células fotoeléctricas.

Mediante programación con el software ETS (programa utilizado por todos los fabricantes de KNX), se programará el sistema de forma que el flujo a emitir por cada una de las luminarias o grupos de luminarias, dependa del nivel de iluminación existente (variable en función del aporte natural) y de la utilización de cada una de las estancias.

Para el control posterior de la instalación, deberán instalarse mecanismos que se integran en el bus KNX o una pantalla de visualización táctil que haga de HMI del sistema.

En cada una de las plantas pueden programarse hasta 16 grupos, situación que con la distribución de las plantas se antoja suficiente.



Figura 25. Plano de oficinas.

Las ventajas que aporta un sistema de regulación de la iluminación son muchos:

- Aumento de la vida útil de las lámparas debido a la regulación.
- Aprovechamiento de la luz natural.
- Aumento del confort del usuario. Creación de escenas.
- Ahorro de energía en función de la ocupación del edificio. Se estima un 25% dada la gran superficie acristalada de que disponen las oficinas.
- Fácil mantenimiento.

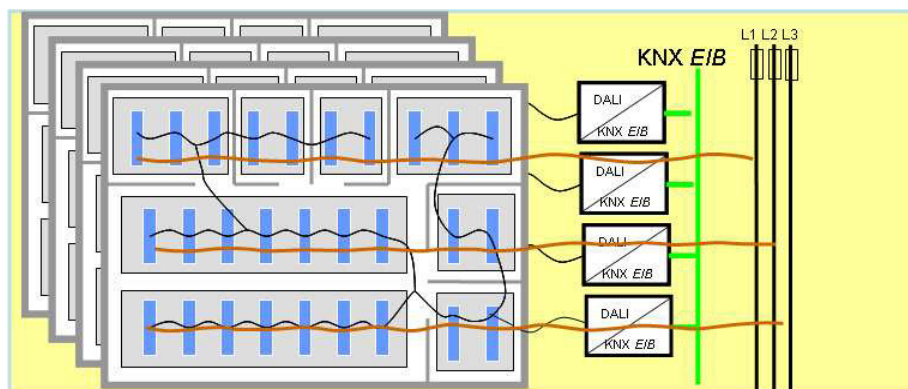


Figura 26. Estructura KNX.

Este sistema debe incluir:

- Balastos electrónicos regulables tipo Dali, a los que se les puede asociar una dirección (a modo de IP) para ser regulados independientemente.
- Bus de comunicación Dali, que una todas las luminarias a regular. Cable de par trenzado 2\*0.8mm
- Pasarela Dali-KNX. (1 por planta)
- Fuente de alimentación de línea KNX. (1 por planta)
- Células fotoeléctricas.
- Detectores de presencia.
- Mecanismos KNX.
- Sistema ETS (software utilizado solamente durante la programación y puesta en marcha.)

Para el cálculo de la amortización de la inversión, estimaremos un ahorro del 20% proveniente de la utilización de balastos electrónicos en todas las luminarias y un 25% derivado de la regulación de flujo luminoso en oficinas:

	UNIDADES	FABRICANTE	REFERENCIA	PRECIO UNIT.	PRECIO TOTAL
<b>BALASTOS</b>	209	SIEMENS-OSRAM	5WG1141-4AB01	12	2.508
<b>CABLE BUS (m)</b>	500	SIEMENS	Y 2*2*0,8	0	125

FA 200ma	2	SIEMENS	5WG1141-1AB11	45	90
PASARELA KNX-EIB	2	SIEMENS	GE141	250	500
MECANISMOS	30	SIEMENS	5WG1	12	360
CELULAS FOTOEL	15	SIEMENS		25	375
SENSORES PRESENCIA	15	SIEMENS		22	330
MANO DE OBRA	1			1800	1.800
PROG Y PUESTA EN MARCHA	1			500	500
<b>TOTAL</b>				<b>6.588€</b>	

	CONSUMO	AHORRO	€
OFICINAS	2894	20%+25%	1302,41121
BANCADAS	3.568	0	714
OTROS	557	0	111
<b>TOTAL</b>			<b>2.127,48 €</b>

<b>AHORRO ENERGÉTICO:</b>	<b>30.436 KWh</b>
<b>AHORRO ECONÓMICO:</b>	<b>2.127,48€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>6.588€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>3,09 años</b>

#### 4.2.2. ILUMINACIÓN GENERAL DE PLANTA:

La planta tiene una buena orientación y aportación de luz natural a través de zonas translúcidas ubicadas en la cubierta.

A pesar de ello existen periodos a lo largo del día en que el aporte de luz exterior no es suficiente para conseguir los 200 lux necesarios, en estos periodos se enciende la iluminación al 100% sin posibilidad de regulación, con lo que se pierde la energía lumínica del aporte exterior.

Por otro lado, la limpieza periódica y sustitución en caso de ser necesario, debe ser objeto de mejora, ya que por la naturaleza del proceso, las zonas acristaladas sufren un alto nivel de ensuciamiento/deterioro.

Las naves se iluminan mediante pantallas suspendidas del techo, provistas de lámparas de descarga de alta intensidad. Las pantallas se componen de una lámpara y un equipo de conexión convencional (balasto inductivo).

Existen lámparas de descarga de halogenuros metálicos en diferentes naves de producción, hecho que ya supone en sí un ahorro de energía, estas lámparas tienen la característica de poseer un rendimiento lumínico mas elevado que otras lámparas de descarga como pueden ser las de vapor de mercurio.

Existen lámparas de descarga de vapor de mercurio instaladas en diferentes zonas de producción.

El desglose de luminarias, potencias y consumo es el siguiente:

TIPO DE LUMINARIAS	Nº LÁMPARAS	POT (W)	POTENCIA (W)	PERDIDAS (W)	P TOTAL	HORAS	KWh	€	€ PÉRDIDAS
VAPOR HG	42	400	16800	3696	20496	4032	82639,87	5.776,53 €	1.041,67 €
H. METÁLICOS	132	400	52800	11616	64416	4032	259725,3	18.154,80 €	3.273,82 €
HALÓGENOS	20	500	10000	0	10000	4032	40320	2.818,37 €	0,00 €
TOTALES								26.749,69 €	4.315,49 €

#### 4.2.2.1. Propuesta.

Lámparas de inducción + balasto electrónico.

Se propone la sustitución de las lámparas de halogenuros metálicos y vapor de mercurio con cebador y balasto magnético de un solo escalón por lámparas de inducción de nueva generación, con balastro electrónico asociado.

Las lámparas de inducción no suponen un concepto nuevo, es alta tecnología basada en el principio de gas de descarga de las lámparas fluorescentes y el principio de la inducción electromagnética de alta frecuencia.

Las lámparas de inducción, no tienen ni filamentos ni electrodos que se desgasten ni se rompan, como el común de las lámparas, por lo que tienen una vida útil mayor, de hasta 100.000 horas y requieren un menor mantenimiento.

La iluminación se produce cuando la energía se transmite por un campo magnético. Se requiere un balastro, llamado generador de campo, para proveer la energía que provoca la inducción de corriente en la lámpara.

#### Principios de Funcionamiento inducción magnetotérmica.

- Generador de alta frecuencia. El balastro genera la energía eléctrica a la frecuencia adecuada para la emisión electromagnética en la bobina de la antena.
- Bobina de inducción sin electrodos. La bobina descarga la energía producida a una ampolla de cristal, utilizando para ello una antena (conformada por una bobina primaria de inducción y un núcleo de ferrita. Este equipo además consta de un soporte para la antena, un cable coaxial y anillos magnéticos termoconductores.
- Electrones: Ion Plasma y Gas Inerte. El choque eléctrico en el gas noble de argón, convierte la energía en radiación ultravioleta (0,2%)
- Capa de Trifósforo. Convierte la radiación ultravioleta producida en luz visible.
- Luz visible

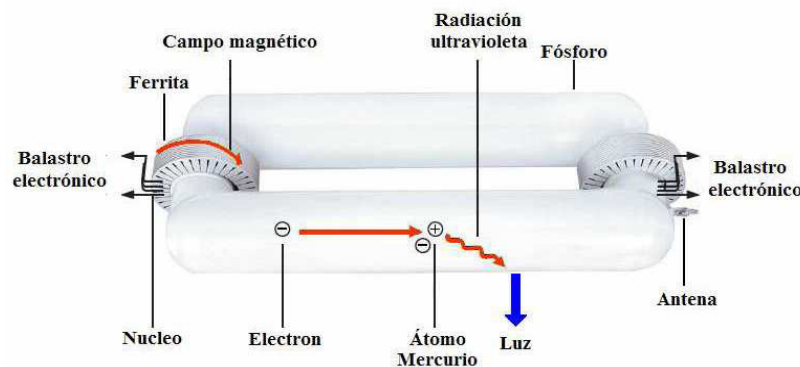


Figura 27. Lámpara de inducción.

#### Principales ventajas del uso de lámparas de inducción.

- Consumen entre un 40% y 60% menos energía que un sistema de iluminación convencional.
- Alcanzan una vida útil hasta 100.000 horas con un promedio de 60.000 horas. Es decir 100 veces más que una lámpara incandescente y el doble que una luminaria de LED.
- Alta eficiencia lumínica. Eficacia tradicional: 80-90 Lm/W y Eficacia fotópica: 150 pupil lumen/W.
- Alto índice de rendimiento cromático, CRI > 80.
- Salida prácticamente constante contra variaciones de tensión.
- Temperatura de funcionamiento baja, menor de 80°C, reduciendo los costes de aire acondicionado.
- Arranque instantáneo (<400ms). Sin tiempo de espera para el precalentamiento de la lámpara. También se pueden encender incluso a temperaturas muy bajas de hasta -40°C.
- Baja distorsión de armónicos (<7%).
- Balastros electrónicos regulables.
- Respetuosos con el medio ambiente. Los componentes utilizados son 100% reciclables excepto el mercurio que utilizan, que se presenta en forma de amalgama (sólido), < 0.25 mg.
- Sin parpadeos ni deslumbramientos (efecto estroboscópico). El funcionamiento alta frecuencia crea una fuente de luz confortable y de mayor calidad.
- Sin el ruido que presentan las luces fluorescentes tradicionales.
- Baja depreciación de la luz, 5% a 2.000 horas y 30% a las 60.000 horas.
- Generador con factor de potencia mayor 0.95.
- Varias opciones de temperatura de color: 2700°K, 3500°K, 5000°K, 6500°K

Como vemos, el rendimiento de estas lámparas en Lumen/W es muy superior a las existentes actualmente por lo que podemos sustituir las lámparas actuales de 400W por lámparas de 300W, lo que supone un ahorro directo del 25% de consumo energético.

La lámpara a implementar será de la firma GOVAL (ver anexo), modelo GI-IND205 que cuenta con las siguientes características:



- Potencia 300W.
- Tensión de alimentación 230V.
- IP54.

Si añadimos el consumo de los equipos auxiliares (balasto, cebador y condensador de compensación) que prácticamente eliminamos con la inclusión del balasto electrónico (cambiamos del 22% del balasto electromagnético al 5% del consumo nominal del balasto electrónico), la reducción de consumo sin contar con la regulación llega al 35%.

Por ejemplo, en una antigua luminaria de 400W, comparada con una de inducción:

<b>Consumo lámpara: 400W</b>	Consumo lámpara: 300W
<b>Consumo balasto: 88W</b>	Consumo balasto: 15W
<b>Total: 488W.</b>	<b>Total: 315W</b>

Reducción del 35.45% de consumo.

Al importante descenso de consumo obtenido con la utilización de estas luminarias, se une la mucho mayor vida útil de las lámparas (> 60000h según el fabricante, frente a las 15.000h. de las de halógenos o las 10.000h de las de vapor de mercurio) lo que a largo plazo aumenta su rentabilidad.

La regulación de las luminarias se realiza en la actualidad mediante células fotoeléctricas + reloj. Dado que las nuevas pantallas propuestas contienen balasto electrónico regulable, existe la posibilidad de realizarse una regulación de flujo similar a la propuesta en la zona de oficinas pero en este caso directamente en KNX ya que el alumbrado debe ser uniforme en toda la planta.

Dados los mayores costes de instalación que en la parte de oficinas y el alto ahorro que suponen el uso de lámparas de inducción, de momento no se propone el sistema de regulación mediante KNX.

#### 4.2.3. ALUMBRADO EXTERIOR:

En el exterior de la planta existen 20 focos halógenos de 500W para alumbrado de carteles y de espacios entre las diferentes naves.

#### 4.2.3.1 Propuesta.

Dado el bajo rendimiento que ofrece este tipo de lámparas, se propone su sustitución por lámparas de inducción de 300W que son equivalentes en potencia.

Las luminarias propuestas son de la firma GOVAL, modelo Focus GI-FOC 301

(Ver anexo).

De este modo, los cálculos de consumo, inversión y rentabilidad son los siguientes:

LAMPARA	CONSUMO	Nº	HORAS	KWh	€	UDS.	TOTAL
INDUCCION	315	42	4032	53343,36	3728,700864	165	6930
INDUCCION	315	132	4.032	167650,56	11718,77414	165	21780
INDUCCION	315	20	4.032	25401,6	1775,57184	205	4100
VAPOR HG.	488	42	4.032	82639,872	5776,527053		
H.METALICOS	488	132	4.032	259725,312	18154,79931		
HALOGENOS	500	20	4.032	40320	2818,368		
INSTALACIÓN					6000	1	6000
AHORRO				136.289,66	9.526,65 €		
INVERSION					38.810,00 €		

<b>AHORRO ENERGÉTICO:</b>	<b>136.290 KWh</b>
<b>AHORRO ECONÓMICO:</b>	<b>9.526,65€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>38.810€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>4.07 años</b>

### 4.3. ESTUDIO DEL CAMBIO DE MOTORES DE LAS BOMBAS HIDRÁULICAS DE PRENSAS A MOTORES DE ALTA EFICIENCIA.

Como hemos visto en el desglose de datos de consumidores eléctricos, las bombas hidráulicas (de pistón) que utilizan las prensas para generar el trabajo necesario para conseguir la extrusión del tocho, son los más importantes consumidores eléctricos existentes.

Dichas bombas utilizan motores eléctricos asíncronos para su accionamiento.

Básicamente el funcionamiento del circuito hidráulico es el siguiente:

Los motores eléctricos funcionan a su velocidad nominal durante todas las horas de producción, haciendo circular el aceite hidráulico por el circuito. Durante una gran parte del tiempo (se estiman unas 5000h) la prensa no pide presión al circuito hidráulico primario, por lo que los motores funcionan a su velocidad nominal pero a un 25% de carga. El rendimiento de los motores a este régimen es del 80%.

Esto genera, por un lado, un consumo elevado por la alta potencia de los motores y por el nº de horas a este régimen, y por otro lado un gran consumo de reactiva que tiene que ser compensada por las baterías de condensadores existentes.

El resto de horas de funcionamiento, los motores trabajan a pleno rendimiento por la exigencia de las prensas al circuito hidráulico, subiendo su factor de potencia hasta el 0.83 y su rendimiento hasta el 88%.



*Figura 28. Motor de prensas.*

En el total de la planta existen para este fin 11 motores de 160KW, 2 de 90KW y 5 motores auxiliares de 18KW, que trabajan con el mismo ciclo de trabajo.

Algunos de los motores de 160KW y 90KW, han sido rebobinados.

Por la naturaleza de la instalación y de las bombas hidráulicas (bombas de pistón y no centrífugas) no podemos valorar la utilización de variadores de frecuencia en los motores, encauzando la optimización hacia la sustitución de los motores por otros de mejor rendimiento.

Las características de los motores existentes son las siguientes:

Motores 160KW. LEROY SOMER.

- Tensión nominal de suministro: 400/690V.
- Frecuencia de red: 50/60Hz.
- Potencia nominal: 160KW
- Velocidad nominal: 1000rpm.

- Intensidad nominal: 313A.
- Rendimiento (100%, 50Hz): 88%
- Cos Phi (100%, 50Hz): 0.83.
- Ejecución mecánica: B3 patas.

#### Motores 90KW. LEROY SOMER.

- Tensión nominal de suministro: 400/690V.
- Frecuencia de red: 50/60Hz.
- Potencia nominal: 90KW
- Velocidad nominal: 1500rpm.
- Intensidad nominal: 173A.
- Rendimiento (100%, 50Hz): 88%
- Cos Phi (100%, 50Hz): 0.85.
- Ejecución mecánica: B3 patas.

#### Motores 18,5Kw. LEROY SOMER.

- Tensión nominal de suministro: 400/690V.
- Frecuencia de red: 50/60Hz.
- Potencia nominal: 18,5KW
- Velocidad nominal: 1500rpm.
- Intensidad nominal: 35.9A.
- Rendimiento (100%, 50Hz): 86%
- Cos Phi (100%, 50Hz): 0.84
- Ejecución mecánica: B3 patas.

Estos motores cuentan con una antigüedad de 12 años, quedando en la actualidad muy lejos de la legislación vigente en cuanto a eficiencia en motores eléctricos, la cual pasamos a describir de manera breve.

#### **4.3.1. NUEVA NORMATIVA EN EFICIENCIA EN MOTORES ELECTRICOS.**

La nueva legislación ha sido aprobada en la Unión Europea con el objetivo de reducir el consumo energético y por tanto las emisiones de CO2 derivadas.

El uso de la energía y la eficiencia de los motores de inducción en la industria se discuten en el punto 11 de la Directiva EuP (Energy Using Products) y en la directiva europea 2005/32/CE, respectivamente.

Esta directiva se ha ido transponiendo a la legislación nacional de todos los países de la Unión Europea.

La norma IEC 60034-30:2008 define las clases de eficiencia para 50 y 60Hz y estipula, en todo el mundo, que motores están contemplados y que excepciones se aplican. La directiva EuP se basa esencialmente en puntos de esta norma.

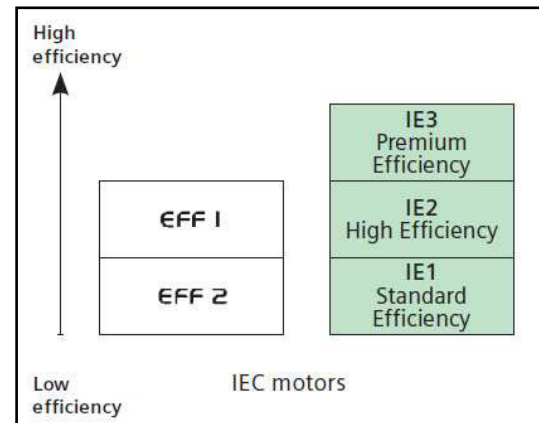
### Nueva nomenclatura.

Figura 29. Equivalencia eficiencia en motores.

Anteriormente la nomenclatura de los motores respecto a su eficiencia era:

- EFF2: Eficiencia estándar.
- EFF1: Alta eficiencia.

En la norma IEC 60034-30 se han definido nuevas clases de eficiencia (o rendimiento) para los motores de inducción (IE = International Efficiency)



- IE1: Eficiencia estándar.
- IE2: Alta eficiencia.
- IE3: Eficiencia Premium.

### Nuevas técnicas de medida para determinar la eficiencia.

Además de la nueva nomenclatura, la técnica de medición también ha cambiado: con la nueva técnica IEC60034-2-1:2007, las pérdidas adicionales no se estiman con un 0,5% de las pérdidas totales si no que se calculan de manera indirecta realizando medidas.

Esto significa que los valores nominales de eficiencia decrecen del EFF1 al IE2 o del EFF2 al IE1, respectivamente, aunque realmente no cambia nada en el motor, ni técnica ni físicamente.

Los rendimientos definidos en la IEC 60034-30 se deberían determinar de acuerdo con la IEC 60034-2-1:2007. Esto es válido desde noviembre de 2007 y desde noviembre de 2010 reemplaza al punto anterior de la norma IEC 60034-2. La novedad es que las pérdidas adicionales se miden ahora y dejan de estimarse como un porcentaje de las totales.

### La tensión nominal y la placa de características cambian.

Con la introducción de los datos IE en la placa de características, la tensión nominal (por ejemplo 400VD/690VY) se marca junto con el nivel de eficiencia. Se elimina el margen nominal de tensiones (p. ej. 380...420VD). La razón de esto es que el periodo de transición para la ampliación de las tolerancias de tensión expiró mundialmente en 2007.

Los siguientes valores de las placas de características cambian:

- Eficiencia o rendimiento: Ahora se especifica el valor de la eficiencia que marca la norma.
- Corriente: La intensidad nominal cambia como resultado de un valor de eficiencia menor.
- Voltaje nominal: El margen nominal ya no se especifica, anteriormente se grababa 380-420V, ahora sólo se indica 400V.

#### **Fechas de aplicación de los cambios en la normativa:**

##### Desde 16/6/2011:

La ley especifica un nivel mínimo de eficiencia IE2 en motores de inducción para servicio S1 de acuerdo con la Directiva EuP.

##### Desde 1/1/2015:

La ley especifica un mínimo nivel de eficiencia IE3 en motores con potencias desde 7.5Kw a 375Kw o, como alternativa, motor IE2 accionado por variador de frecuencia.

##### Desde 1/1/2017:

La ley especifica un mínimo nivel de eficiencia IE3 en motores con potencias desde 0.75Kw a 375Kw o, como alternativa, motor IE2 accionado por variador de frecuencia.

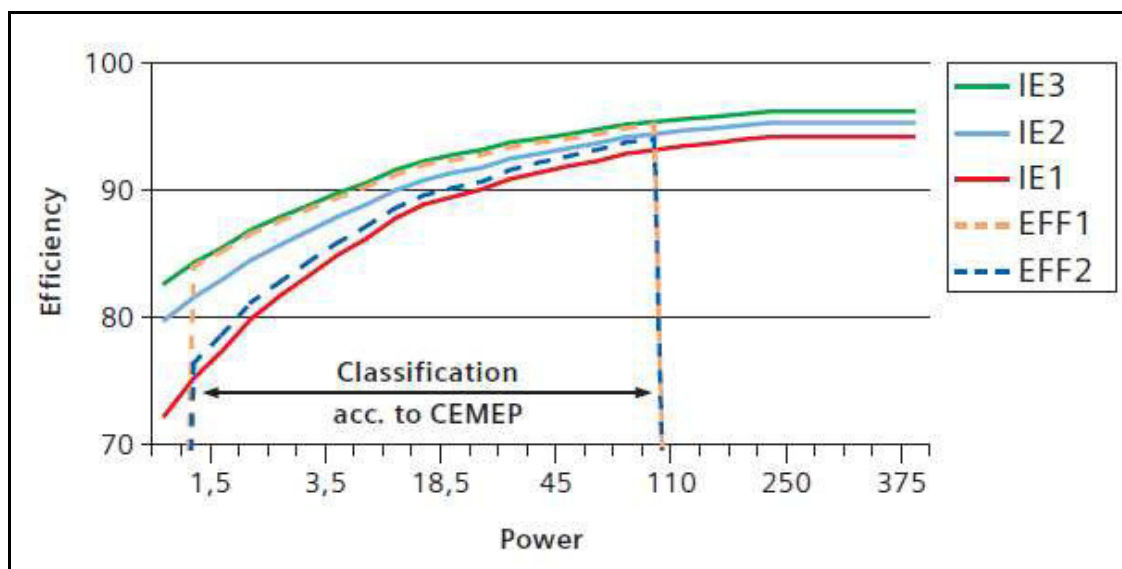


Figura 29.

### Excepciones incluidas en la EuP:

Existen excepciones en la aplicación de la nueva normativa, estas son las siguientes:

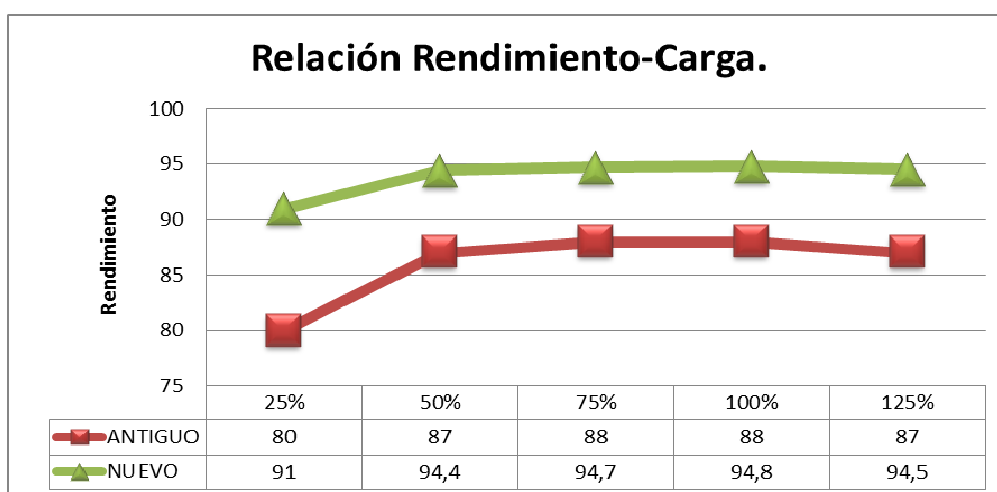
- Motores diseñados para funcionamiento completamente sumergidos en un líquido.
- Motores completamente integrados en una máquina, de manera tal que la eficiencia del motor no se puede determinar independientemente de la máquina completa.
- Motores diseñados para funcionamiento en las siguientes condiciones:
  - Altitud mayor a 1000msnm.
  - Tª ambiente por encima de 50°C.
  - Tª de funcionamiento por encima de 400°C.
  - Tª ambiente por debajo de -15°C.
  - Tª del líquido refrigerante a la entrada al producto por debajo de 5°C. o por encima de 25°C.
  - En zonas con peligro de explosión según la directiva 94/9/CE.
- Motores freno.

Dadas las amplias diferencias en las eficiencias entre los motores instalados y los descritos en la nueva normativa, se propone la sustitución de los primeros por motores de alta eficiencia de nueva generación.

En la instalación existen 11 motores de 160Kw, 2 de 90Kw y 5 de 18,5Kw que acometen la misma función y que cumplen aproximadamente (siempre dependiendo de la producción requerida) con los mismos ciclos de trabajo y a las mismas cargas.

Dado el ciclo de trabajo de los motores (5000h al 25% y 760h al 100%), comparamos el rendimiento de los motores existentes con motores de nueva generación:

#### 4.3.2. ESTUDIO SUSTITUCIÓN MOTOR 160KW.



Con los datos de rendimiento en cada índice de carga exigido al motor, calculamos los consumos en cada fase de trabajo haciendo la comparativa entre el motor actual y el motor nuevo IE2.

#### **FASE1, 25%de carga, 5000h/año.**

Cuando los motores trabajan al 25% de carga (siempre a las 1500rpm de velocidad), la exigencia mecánica en el rotor de los mismos es de 40Kw, ahora bien, el rendimiento cae de manera acusada hasta el 72%.

##### Motor antiguo.

Potencia mecánica= 40KW → Potencia activa absorbida  $40/0.8 = 50\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $50\text{Kw} \times 5000\text{h} = 250.000 \text{ KWh/año}$ .

##### Motor nuevo.

Potencia mecánica= 40KW → Potencia activa absorbida  $40/0.91 = 43.95\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $43.95\text{Kw} \times 5000\text{h} = 219780 \text{ KWh/año}$ .

#### **FASE2, 100%de carga, 760h/año.**

##### Motor antiguo.

Potencia mecánica= 160KW → Potencia activa absorbida  $160/0.88 = 181.81\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $181.81 \times 760 = 138181 \text{ KWh/año}$ .

##### Motor nuevo.

Potencia mecánica= 160KW → Potencia activa absorbida  $160/0.948 = 168.77\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $168.77\text{Kw} \times 760\text{h} = 128270 \text{ KWh/año}$ .

#### **CONSUMOS TOTALES.**

	KWh	€
<b>ANTIGUO</b>		
FASE1	250.000,00	17.475,00 €
FASE2	138.181,00	9.658,85 €
TOTAL	388.181,00	27.133,85 €
<b>NUEVO</b>		
FASE1	219.780,00	15.362,62 €
FASE2	128.270,00	8.966,07 €
TOTAL	348.050,00	24.328,70 €
<b>AHORRO</b>		
	<b>40.131</b>	<b>2.805 €</b>

De este modo comprobamos que el ahorro por motor es de 2.805€/año.

El motor propuesto para su sustitución IE2 de la firma SIEMENS, referencia **1LE1501-3AC63-4AA4**. Cuyas características principales son las siguientes:

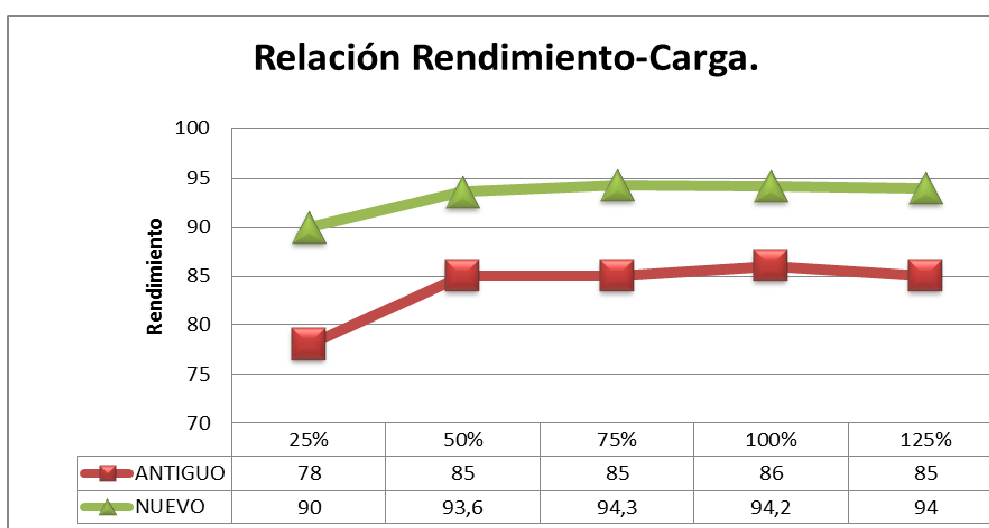
- Tensión nominal de suministro: 400/690V.



- Frecuencia de red: 50/60Hz.
- Potencia nominal: 160KW
- Velocidad nominal: 1000rpm.
- Par nominal: 1546.6 Nm.
- Intensidad nominal (100%, 50Hz, 400VD): 285A.
- Rendimiento (100%, 50Hz): 94.8%
- Cos Phi (100%, 50Hz): 0.86.
- Ejecución mecánica: B3 patas.

Para más información ver anexo.

#### 4.3.3. ESTUDIO SUSTITUCIÓN MOTOR 90KW.



Con los datos de rendimiento en cada índice de carga exigido al motor, calculamos los consumos en cada fase de trabajo haciendo la comparativa entre el motor actual y el motor nuevo IE2.

##### **FASE1, 25%de carga, 5000h/año.**

Cuando los motores trabajan al 25% de carga (siempre a las 1500rpm de velocidad), la exigencia mecánica en el rotor de los mismos es de 40Kw, ahora bien, el rendimiento cae de manera acusada hasta el 72%.

##### Motor antiguo.

Potencia mecánica= 22.5KW → Potencia activa absorbida  $22.5/0.78= 28.84\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $28.84\text{Kw} \times 5000\text{h} = 144230 \text{ KWh/año.}$

##### Motor nuevo.

Potencia mecánica= 22.5KW → Potencia activa absorbida  $22.5/0.9= 25\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $25\text{Kw} \times 5000\text{h} = 125.000 \text{ KWh/año.}$

**FASE2, 100%de carga, 760h/año.**Motor antiguo.

Potencia mecánica= 90KW → Potencia activa absorbida  $90/0.86= 104.65\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $104.65 \times 760 = 79534 \text{ KWh/año.}$

Motor nuevo.

Potencia mecánica= 90KW → Potencia activa absorbida  $90/0.942= 95.54\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $95.54 \times 760 = 72611 \text{ KWh/año.}$

**CONSUMOS TOTALES.**

	KWh	€
<b>ANTIGUO</b>		
FASE1	144.230,00	10.081,68 €
FASE2	79.534,00	5.559,43 €
<b>TOTAL</b>	<b>223.764,00</b>	<b>15.641,10 €</b>
<b>NUEVO</b>		
FASE1	125.000,00	8.737,50 €
FASE2	72.611,00	5.075,51 €
<b>TOTAL</b>	<b>197.611,00</b>	<b>13.813,01 €</b>
<b>DIFERENCIA</b>	<b>26.153</b>	<b>1.828 €</b>

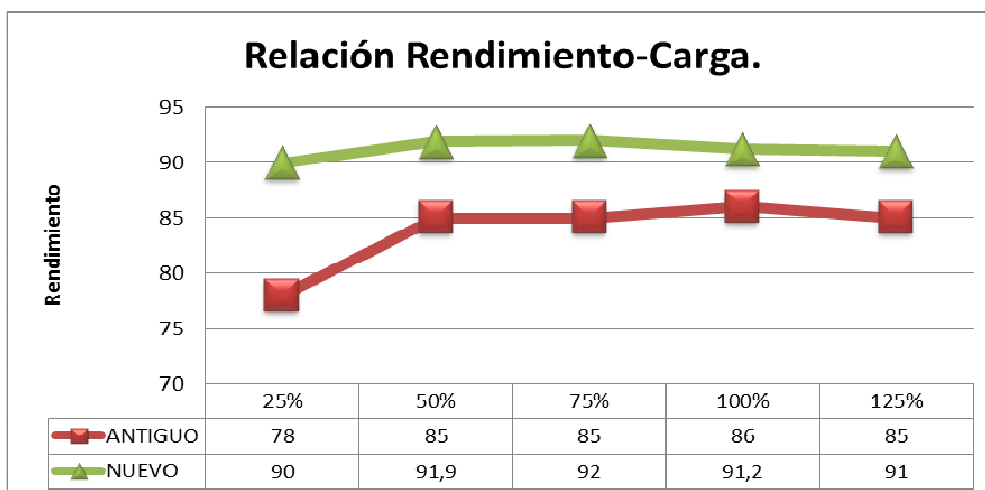
De este modo comprobamos que el ahorro por motor es de 1828€/año.

El motor propuesto para su sustitución IE2 de la firma SIEMENS, referencia 1LE1501-2DB23-4AA4. Cuyas características principales son las siguientes:

- Tensión nominal de suministro: 400/690V.
- Frecuencia de red: 50/60Hz.
- Potencia nominal: 90KW
- Velocidad nominal: 1486rpm.
- Par nominal: 578.4 Nm.
- Intensidad nominal (100%, 50Hz, 400V): 159A.
- Rendimiento (100%, 50Hz): 94.2%
- Cos Phi (100%, 50Hz): 0.87.
- Ejecución mecánica: B3 patas.

*Para más información ver anexo.*

#### 4.3.4. ESTUDIO SUSTITUCIÓN MOTOR 18,5KW.



Con los datos de rendimiento en cada índice de carga exigido al motor, calculamos los consumos en cada fase de trabajo haciendo la comparativa entre el motor actual y el motor nuevo IE2.

##### FASE1, 25%de carga, 5000h/año.

Cuando los motores trabajan al 25% de carga (siempre a las 1500rpm de velocidad), la exigencia mecánica en el rotor de los mismos es de 40Kw, ahora bien, el rendimiento cae de manera acusada hasta el 72%.

##### Motor antiguo.

Potencia mecánica= 4.625KW → Potencia activa absorbida  $4.625/0.78= 5.929\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $5.929\text{Kw} \times 5000\text{h} = 29647 \text{ KWh/año.}$

##### Motor nuevo.

Potencia mecánica= 4.625KW → Potencia activa absorbida  $4.625/0.9= 5.139\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $4.625\text{Kw} \times 5000\text{h} = 25.694 \text{ KWh/año.}$

##### FASE2, 100%de carga, 760h/año.

##### Motor antiguo.

Potencia mecánica= 18.5KW → Potencia activa absorbida  $18.5/0.86= 21.51\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $21.51 \times 760 = 16348 \text{ KWh/año.}$

##### Motor nuevo.

Potencia mecánica= 18.5KW → Potencia activa absorbida  $18.5/0.912= 20.28\text{KW}$

Consumo =Potencia activa x h =  $20.28\text{Kw} \times 760\text{h} = 15416 \text{ KWh/año.}$

## CONSUMOS TOTALES.

	KWh	€
<b>ANTIGUO</b>		
FASE1	29.647,00	2.072,33 €
FASE2	16.348,00	1.142,73 €
TOTAL	45.995,00	3.215,05 €
<b>NUEVO</b>		
FASE1	25.694,00	1.796,01 €
FASE2	15.416,00	1.077,58 €
TOTAL	41.110,00	2.873,59 €
<b>DIFERENCIA</b>		
	<b>4.885</b>	<b>341 €</b>

De este modo comprobamos que el ahorro por motor es de 374€/año.

El motor propuesto para su sustitución IE2 de la firma SIEMENS, referencia **1LE1501-1EB23-4AA4**. Cuyas características principales son las siguientes:

- Tensión nominal de suministro: 400/690V.
- Frecuencia de red: 50/60Hz.
- Potencia nominal: 18.5KW
- Velocidad nominal: 1500rpm.
- Par nominal: 126 Nm.
- Intensidad nominal (100%, 50Hz, 400VD): 35A.
- Rendimiento (100%, 50Hz): 91.2%
- Cos Phi (100%, 50Hz): 0.84.
- Ejecución mecánica: B3 patas.

*Para más información ver anexo.*

**4.3.5. EVALUACIÓN GLOBAL.**

Calculado ya el ahorro que supondría anualmente la implantación de motores de alta eficiencia, estimamos la inversión y periodo de retorno del conjunto de motores existentes (11 unidades de 160Kw, 2 unidades de 90KW y 5 unidades de 18Kw).

	KWh UNIT.	€ UNIT	Nº	KWh TOTAL	€ TOTAL
<b>AHORRO 160kW</b>	40.131	2.805 €	11	441.441	30.857 €
<b>AHORRO 90kW</b>	26.153	1.828 €	2	52.306	3.656 €
<b>AHORRO 18kW</b>	4.885	341 €	5	24.425	1.707 €
<b>TOTAL</b>				<b>518.172</b>	<b>36.220 €</b>

INVERSIÓN	€ UNIT.	€ TOTAL
<b>MOTOR 160KW</b>	10.500	115.500 €
<b>MOTOR 90KW</b>	4.000	8.000 €
<b>MOTOR 18KW</b>	1.000	5.000 €

INSTALACION	15.000€	15.000 €
TOTAL		143.500 €

AHORRO ENERGÉTICO:	518.172 KWh
AHORRO ECONÓMICO:	36.220 €
INVERSIÓN:	143.500€
PAY BACK:	3.96 años

#### **4.4. ESTUDIO DE VARIADORES DE FRECUENCIA REGENERATIVOS EN TURBINAS DE VENTILACIÓN DE HORNO DE PERFILES.**

Los hornos de gas natural de maduración de perfil disponen de motores de 22Kw, asociados a diversas turbinas, que tienen el propósito de recircular el aire caliente dentro del horno para conseguir una temperatura uniforme en el mismo.



Figura 30 Hornos de tratamiento.

Debido al tipo de carga que se introduce en los hornos (bancadas cargadas de perfiles, ver figura), se requiere de turbinas con potencias relativamente altas, que tienen el fin de remover y hacer circular el aire entre los perfiles y conseguir un correcto tratamiento térmico del material.

El ciclo de trabajo de los motores es alterno por parejas y cada 5 minutos aproximadamente. El funcionamiento es continuo de este modo durante 5000h/año.

En total existen 16 motores de 22Kw que funcionan de manera alterna 8+8.  
El método de arranque de los motores es mediante estrella-triángulo.

Cada uno de los motores impulsa una turbina que arranca y para cada 10 minutos, la parada de la turbina se realiza de manera libre, de modo que la turbina frena por el rozamiento mecánico del acoplamiento y aerodinámico de las propias hélices.

Cada motor arranca y para 6 veces por hora, que a lo largo de las 5000h de funcionamiento anuales suponen 30.000 arranques-paradas al año.

### Propuesta.

Se propone la inclusión de variadores de frecuencia con sistema regenerativo de recuperación de energía a red.

Los variadores de frecuencia conseguirán limitar los picos de consumo en el arranque de los motores, que se produce en cada inicio de ciclo de ventilación, y sobre todo permitirán aprovechar la inercia de las turbinas de ventilación en el momento de la parada.

Para calcular la inercia de las turbinas en el momento de la parada deberemos tener en cuenta los siguientes datos. (Para más información ver anexo).

- Rpm: 3000
- Masa turbina: 115kg.
- Tiempo de parada: 90 segundos.
- Diámetro de la turbina: 0.8m.

La estructura básica de un variador de frecuencia con sistema regenerativo es la siguiente:

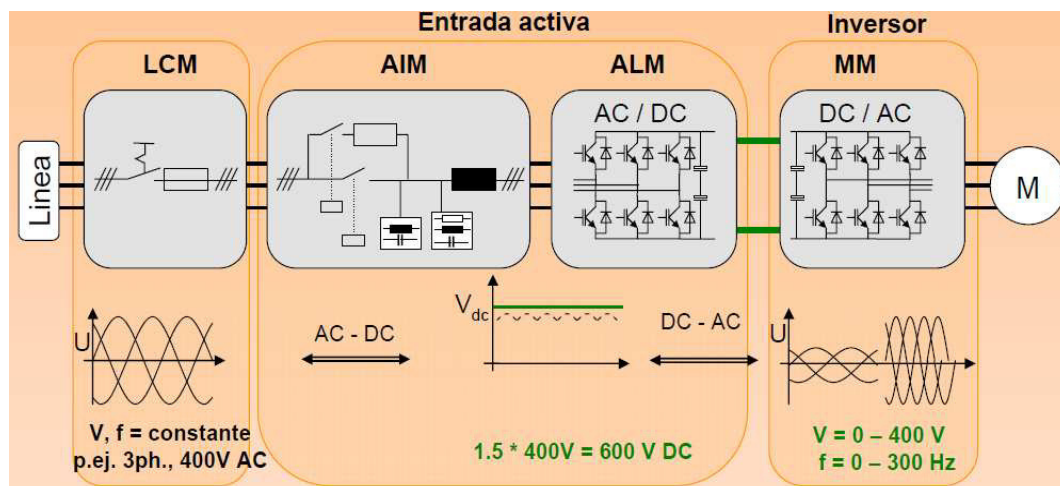


Figura 31. Esquema eléctrico de variador de frecuencia regenerativo.

**LCM:** Módulo de conexión de línea. Conecta la entrada activa a la línea, puede componerse de interruptor automático, fusibles rápidos para semiconductores, filtro EMC etc.

**AIM:** Módulo de interfaz, circuito de precarga, contactor principal, clean power filter, filtro EMC, ventilador.

**ALM:** Módulo activo de línea, circuito rectificador, condensadores DC link, módulos electrónicos de regulación, ventilador, fusibles.

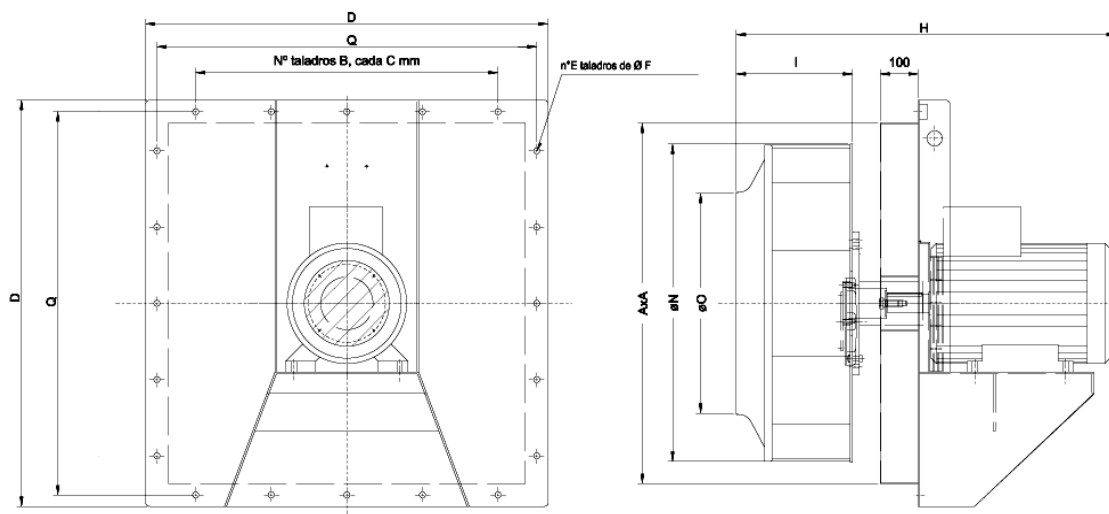
**MM:** Módulo de motor, condensadores DC link, módulos electrónicos, ventilador, fusibles.

A diferencia de un variador de frecuencia convencional, el circuito de módulo de motor y el módulo activo de línea están preparados para que la energía eléctrica proveniente del frenado del motor (funcionamiento como generador) pueda ser revertida a la red.

El modo de calcular la energía acumulada en el accionamiento que se intenta aprovechar como generador, depende de la masa y tipo de carga arrastrada.

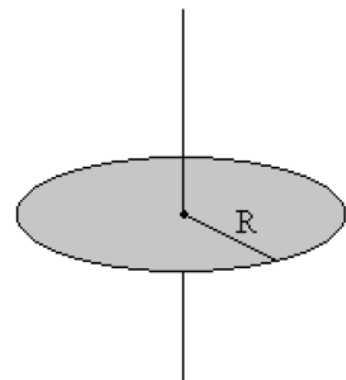
En nuestro caso la carga arrastrada es una turbina accionada por un motor de 22KW, la cual cuenta con un peso aproximado de 115Kg.

Las dimensiones de la turbina son las siguientes.



**Dimensiones  
(mm)**

<b>D</b>	1065
<b>Q</b>	1005
<b>AxA</b>	945
<b>BxC</b>	5x200
<b>F</b>	16
<b>NØ</b>	810
<b>OØ</b>	571
<b>I</b>	407
<b>H</b>	859



Dada la estructura de la turbina, a fin de calcular la energía acumulada en la misma, la valoraremos como un disco macizo, de masa 115Kg y radio 40cm.

El cálculo de momento de inercia y energía de dicho disco es el siguiente:

Momento de inercia del disco:  $J = \frac{1}{2} \cdot M \cdot R^2$

Siendo: **M**: masa de la turbina.

**R**: radio de la turbina.

$$J=0.5*115*0.405^2= 9.43 \text{ Kgm}^2$$

La energía acumulada en el disco en función del momento de inercia es:  **$E=1/2*J*\omega^2$**

Siendo: **J**: Momento de inercia.

**$\omega$** : velocidad angular del disco en rad/s.  $=2\pi n/60$

$$E=0.5*9.43*(2 \pi 3000/60)^2= 372281 \text{ Julios.}$$

La conversión de Julios a KWh es: (1 KWh =  $1.6*10^6$  Julios).

$$E= 233 \text{ vatios.}$$

Esta es la energía acumulada en cada turbina y que se verterá a la red en el momento de frenado. Teniendo en cuenta que el ciclo de frenado se produce 30.000 veces al año, la energía bruta que podría verter la turbina a la red será la siguiente:

$$E_{\text{bruta año}}: 0.233*30000= 6990 \text{ KWh.}$$

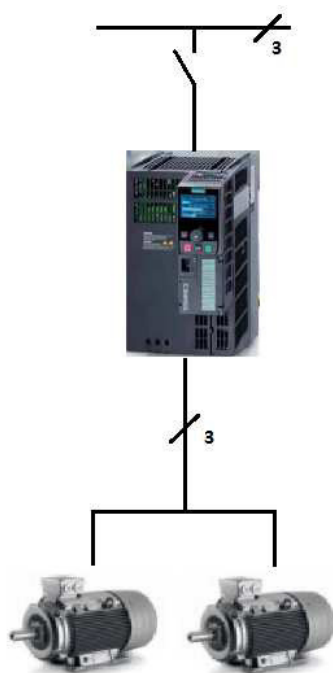
A esta energía, habrá que restarle las pérdidas generadas en el motor y en el variador. Siendo el rendimiento del motor 0.9 y el del variador 0.95, obtenemos:

$$E_{\text{neta año}}: 6990*0.9*0.95 = 5976.45 \text{ KWh.}$$

El total de energía a verter a la red, en el total de los 16 motores es de:

$$E_{\text{neta año total}}: 6990*0.9*0.95*16 = 95623.20 \text{ KWh/año.}$$

El ahorro monetario de esta energía a recuperar es de  $E \text{ (KWh)} * \text{€/KWh}$ .



$$\text{Ahorro} = 95623.20 * 0.0699 = 6684 \text{ €/año.}$$

A nivel eléctrico, el sistema en cada uno de los hornos deberá tener la siguiente estructura:

El variador elegido para realizar la devolución a red del sistema es el Sinamics G120, de la firma SIEMENS, de referencia 6SL3225-0BE33-0AA0+ 6SL3243-0BB30-1HA1+ 6SL3255-0AA00-4BA1. De 45KW de potencia.

(Para características ver anexo)

Figura 32. Derivación a motor con VF.



La derivación con el interruptor automático de cabecera y dos contactores para ambos motores ya es existente, por lo que solamente habrá que implementar el variador regenerativo en dicha derivación.

Para cada pareja de motores de 22KW incluiremos un variador de 45, resultando un total de 8 variadores.

INVERSIÓN	€ UNIT.	€ TOTAL
VARIADOR	4800	38400 €
INSTALACION		4800 €
TOTAL		43200 €

AHORRO ENERGÉTICO:	95.623,2 KWh
AHORRO ECONÓMICO:	6.684 €
INVERSIÓN:	43.200€
PAY BACK:	6.46 años

#### **4.5. MEJORAS SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO.**

En la empresa existen varios compresores para suministrar aire comprimido para diferentes maquinarias de producción.

Estos compresores son de diferentes potencias y modelos.

Los compresores con consumo eléctrico más importante son los siguientes:

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	CONSUMOS (KWh)	€ AÑO
ATLAS COPCO	110	190080	13286,592
INGERSOLL RAND	45	77760	5435,424
INGERSOLL RAND	45	77760	5435,424
ATLAS COPCO	22	38016	2657,3184
ATLAS COPCO	22	38016	2657,3184
INGERSOLL RAND	18	31104	2174,1696
INGERSOLL RAND	18	31104	2174,1696
TOTAL	280	483840	33.820,42

El funcionamiento de los equipos es en paralelo.

Los compresores disponen de pulmones para realizar las siguientes funciones:

- Almacenar aire para suplir las demandas-pico superiores a la capacidad del compresor.
- Contribuir al enfriamiento y separación del condensado.
- Amortiguar las pulsaciones del compresor.

Durante el transcurso una de las visitas se detectó pequeñas fugas de aire en el circuito de distribución de aire comprimido, provocando así, que los compresores realicen un trabajo superfluo para compensar la pérdida de presión de fugas. Esto se puede observar bien cuando las líneas de producción no están funcionando, puesto que los compresores siguen encendiéndose periódicamente.

Por este motivo se propone la revisión y reparación de las fugas en el circuito de distribución de aire comprimido y la instalación de un compresor de velocidad variable para la adecuación optima de la potencia consumida frente a la demandada. El ahorro global se estima de un 2%.

<b>AHORRO ENERGÉTICO:</b>	<b>4.838KWh</b>
<b>AHORRO ECONÓMICO:</b>	<b>338€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>500€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>1.48 años</b>

El método de medir las fugas, aplicable a instalaciones de compresores con arrancada/parada automática, solo requiere conocer la capacidad de suministro de aire libre del compresor y la utilización de un cronometro.

Los pasos a seguir son:

Se cierran todos los equipos operados por aire. Se pone en marcha el compresor hasta que el sistema adquiere la presión de trabajo, momento en que el compresor se para. En este momento se anota la hora exacta.

Debido a las fugas, la presión del sistema ira disminuyendo y el compresor arrancara automáticamente de nuevo. En este momento se anota la hora exacta.

Los periodos durante los cuales el compresor está funcionando y parado, se anotaran varias veces (un mínimo de cuatro), para obtener un valor medio de cada uno de ellos.

La determinación del caudal de fugas se realiza mediante la siguiente fórmula:

$$q_f = (q \times T_1) / T_2 + t$$

Siendo:

**q<sub>f</sub>** = caudal de fugas (Nm<sup>3</sup>/min.)

**q** = caudal de suministro del compresor (Nm<sup>3</sup>/min.)

**T<sub>1</sub>** = tiempo medio de funcionamiento (min.)

**T<sub>2</sub>** = tiempo medio de parada (min.)

## COMPRESORES.

Un compresor es una máquina destinada a incrementar la presión del aire, o de un gas o mezcla de gases, a partir de la presión atmosférica, con el fin de proporcionarles energía y utilizarlos en múltiples aplicaciones.

El rendimiento de una instalación de aire comprimido se define como el cociente entre la energía proporcionada al aire por compresión y la energía eléctrica consumida por el compresor.

El rendimiento de los compresores es muy bajo, pues la mayor parte de la energía de compresión se convierte en calor.

La totalidad de los compresores existentes en la planta son flujo rotativo de potencias entre 18 y 110KW.

Para un buen rendimiento del compresor, el aire debe aspirarse preferentemente del exterior y debe estar limpio y frío, ya que:

- Cada 4°C de aumento de temperatura en el aire aspirado, aumenta el consumo de energía un 1 % para el mismo caudal.
- Cada 3°C de disminución en la temperatura del aire aspirado, dan lugar a un 1 % más de aire comprimido, para el mismo consumo de energía.

En la planta existen, como vimos anteriormente, un total de 7 compresores, de los cuales 3 (18+22+45KW) se encuentran en el interior de la nave B, 3 (18+22+45) en el exterior y otro (el de 110KW) en la sala de compresores sita anexa a la zona de matricería. De cada uno de estos grupos de compresores salen sucesivas redes de distribución de tipo mixto.

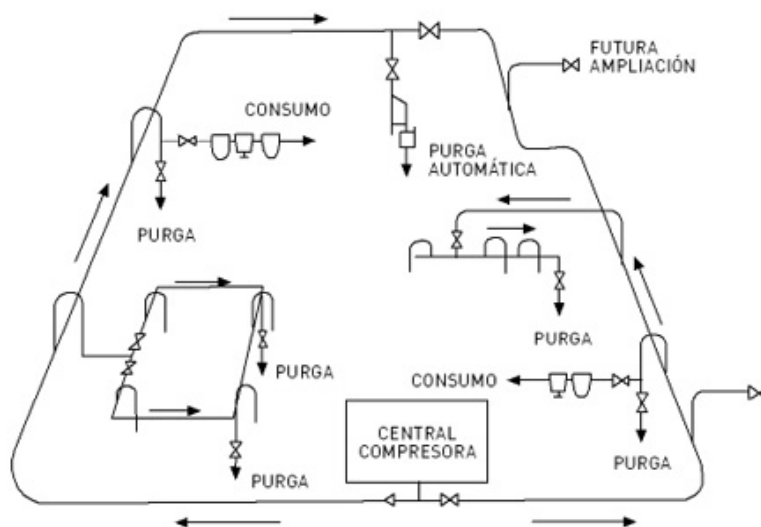


Figura 33.Red aire comprimido.

**Propuestas de mejora:****Canalización de aire exterior para absorción.**

El grupo de compresores existente en el interior de la planta y el de 110KW, absorben el aire para ser comprimido del interior de la nave e interior de la sala de compresores.

La temperatura media interior de la nave suele estar unos 15°C por encima de la temperatura ambiente (por las diferentes fuentes de calor existentes). Lo mismo ocurre con la sala de compresores, que aunque ventilada acumula calor emitido al ambiente por el sistema de refrigeración del compresor.

Esto hace que los equipos absorban aire caliente para la compresión, lo que empeora el rendimiento de la máquina, se estima un aumento del 1% en el consumo del compresor por cada 4°C de aumento de temperatura del aire a comprimir.

Se propone mediante una sencilla instalación, canalizar la toma de aire de estos compresores hasta el exterior, de forma que el aire que absorban para su compresión sea más fresco y limpio. Con esta sencilla medida reduciremos el consumo de los equipos hasta en un 3%.

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	CONSUMOS (KWh)	€ AÑO
ATLAS COPCO	110	190080	13286,592
INGERSOLL RAND	45	77760	5435,424
ATLAS COPCO	22	38016	2657,3184
INGERSOLL RAND	18	31104	2174,1696
<b>TOTAL</b>	<b>195</b>	<b>336960</b>	<b>23.553,50€</b>

<b>AHORRO ENERGÉTICO:</b>	<b>10.108KWh</b>
<b>AHORRO ECONÓMICO:</b>	<b>706€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>1.000€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>1.43 años</b>

**Sistema de regulación de los compresores en cascada.**

Existen 2 grupos de compresores que funcionan en paralelo (45+22+15Kw). Éstos no disponen de ningún tipo de regulación de caudal, de modo que dan siempre el máximo de potencia del que disponen, sin tener en cuenta la demanda en cada momento.

Se propone la inclusión de variador de frecuencia en uno de los compresores de modo que este esté en funcionamiento permanentemente para ajustar el consumo eléctrico a la demanda instantánea de aire del sistema.

El resto de compresores entrarán en funcionamiento secuencialmente en función de las necesidades, de forma que en todo momento todos los compresores operen de forma óptima.

Este es un sistema muy similar al utilizado en los bombeos, denominado regulación en cascada.

El ahorro de consumo variará en función del régimen de funcionamiento del circuito de aire comprimido pero suele estimarse entre un 20-30%. Para el cálculo de la inversión y de periodo de retorno, lo situaremos en un 25%.

En la siguiente figura vemos esquemáticamente el funcionamiento del sistema, mostrándose en azul y con las siglas VSD (Variable Speed Drive) el funcionamiento del compresor con variador de frecuencia.

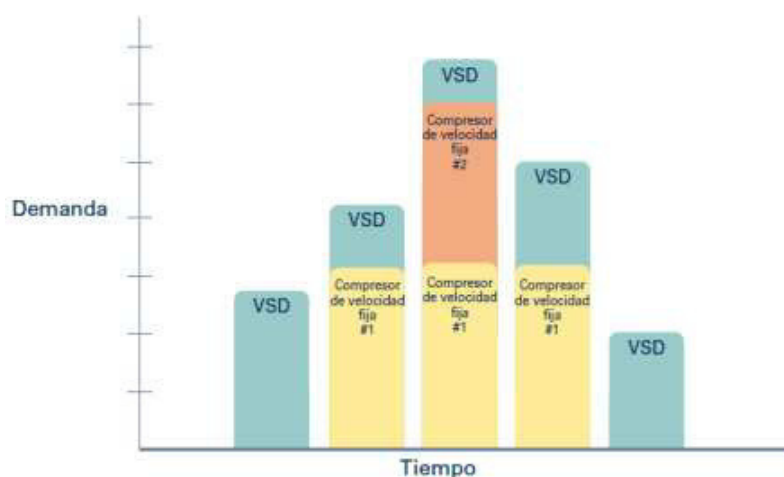


Figura 34 Regulación en cascada.

En nuestro caso, debido al escalonamiento de potencias de los compresores, deberemos incluir el variador de frecuencia en los compresores de 45KW, de modo que éstos funcionen permanentemente, entrando los de 22 o 18Kw en función de la demanda del circuito. Dada la complejidad de incluir un variador de velocidad en un compresor ya existente, la reforma de estos sistemas suele llevarlas a cabo el propio fabricante del equipo, resultando precios muy dispares en función de lo costoso de realizar la adaptación.

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	€
SIEMENS MM430	45KW	2300
SENSORES+AUTOMATIZACIÓN		750
INSTALACIÓN		3000
TOTAL		6050,00 €

EQUIPOS	POTENCIAS (KW)	CONSUMOS (KWh)	€ AÑO
INGERSOLL RAND	45	77760	5435,424
ATLAS COPCO	22	38016	2657,3184
INGERSOLL RAND	18	31104	2174,1696
TOTAL	85	146880	10.266,91
AHORRO (25%)		36720KWh	2.566,73 €

AHORRO ENERGÉTICO:	36.720KWh
AHORRO ECONÓMICO:	2.566€
INVERSIÓN:	6.050€
PAY BACK:	2.36 años

#### **4.6. APROVECHAMIENTO DE CALOR DE REFRIGERACIÓN DE COMPRESORES PARA CALEFACCIÓN MATRICERÍA.**

El principio de funcionamiento termodinámico de los compresores es muy ineficiente. Aproximadamente, un 94% de la energía consumida en un compresor se transforma en calor recuperable y únicamente un 6% se transforma en energía de presión. La recuperación del calor disipado puede significar un ahorro de energía importante. Con compresores refrigerados por agua puede recuperarse hasta el 90% de la energía de entrada en forma de agua caliente a temperatura de 70 °C - 80 °C, que puede utilizarse para duchas, calefacción, alimentación a calderas, etc.

Anexa a la zona de matricería se encuentra la sala de compresores, en la que se ubica el compresor de mayor tamaño de toda la planta (110KW).

Actualmente la zona de matricería, dividida en dos zonas, se climatiza mediante bombas de calor, que suman una potencia de 15KW.

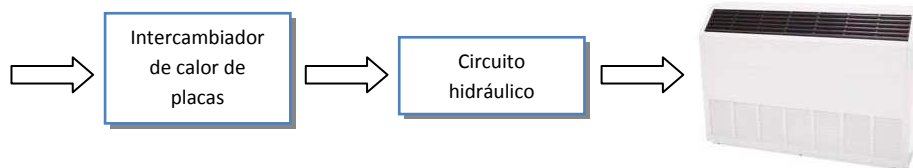
##### **Propuesta.**

Se propone la implantación de un sistema de intercambiador de calor en el circuito de refrigeración del compresor, aprovechando el calor residual generado por el mismo.

La potencia del compresor es de 110KW, que, teniendo en cuenta lo comentado anteriormente, es más que suficiente para generar el calor necesario para climatizar las dependencias de matricería.

La temperatura del circuito de refrigeración del compresor es aproximadamente de 70°C, por lo que el sistema de calefacción propuesto deberá utilizar tecnología fan-coil.

El consumo aproximado del actual sistema de climatización es de 26000KWh, lo que anualmente supone 1817€.



Haciendo una estimación de presupuesto del sistema de climatización a base de fan-coil, obtenemos:

<b>AHORRO ENERGÉTICO:</b>	<b>26.000 KWh.</b>
<b>AHORRO ECONÓMICO:</b>	<b>1.845€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>7.000€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>3.79 años</b>

#### **4.6. MONITORIZACIÓN DE VALORES ELÉCTRICOS. IMPLEMENTACIÓN DE SISTEMA.**

Para poder desarrollar un Sistema de gestión de la energía hace falta conocer la magnitud y evolución de los consumos en cada centro de consumo.

Para ello, se propone la implantación de un sistema de monitorización con analizadores de redes en los principales equipos consumidores y un procesamiento automático de los datos. Con la implantación de un sistema de gestión de la energía se pueden conseguir importantes ahorros energéticos.

Actualmente en Industria Aragonesa se dispone de contadores de energía en los interruptores cabeceros de los cuadros principales. Éstos no disponen de posibilidad de comunicación ni tienen memoria para registro de valores a largo plazo, por lo que principalmente son utilizados para verificar que cada zona de la instalación esta compensada correctamente en cuanto a energía reactiva.

A continuación se detalla y cuantifica lo que supondría la instalación de un sistema de contaje interno de la energía eléctrica y térmica (gas natural) para la puesta en funcionamiento de un sistema de gestión.

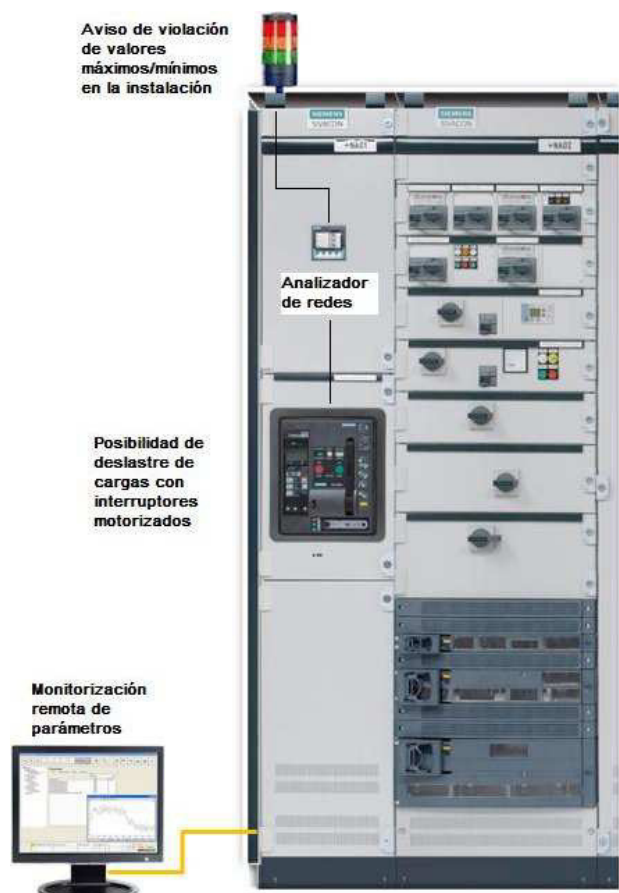


Figura 35. Implementación de sistema de monitorización de energía en cuadro general.

La propuesta se centra en la sustitución de los contadores actuales por analizadores de redes (Modelo Sentron PAC 3200 de la firma SIEMENS), con capacidad de comunicación. Los nuevos equipos tendrán capacidad de monitorizar en tiempo real las curvas de potencia eléctrica consumida en cada sector, pudiendo controlar de este modo los picos de potencia existentes.

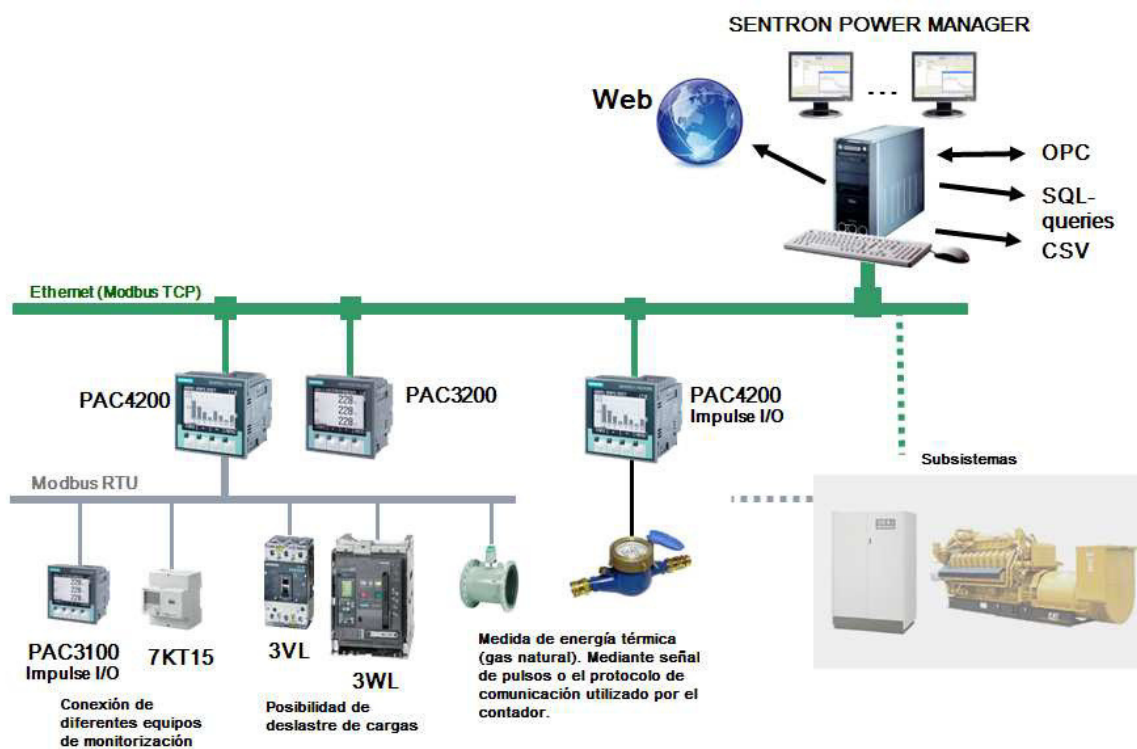
Mediante las entradas y salidas digitales de los equipos podrán controlarse el estado de los equipos críticos o gestionarse el deslaste de cargas secundarias para evitar los picos de potencia (éstas deberán contar con

interruptores motorizados para su conexión y desconexión remota).

Además podrán controlarse los valores de armónicos (THDv y THDi) y el factor de potencia de cada zona de manera remota, detectando rápidamente defectos en la red o en las baterías de compensación de reactiva.

El diagrama de funcionamiento será el siguiente:

Figura 36. Esquema de sistema de monitorización.





Mediante la inclusión de equipos Sentron PAC 4200, tendremos la capacidad de incluir en la monitorización la energía térmica consumida (KWh), esto se realizará conectando los contadores existentes al equipo mediante una señal de pulsos –a las entradas de conteo rápido del analizador–.

(Parametrizaremos ambos equipos paralelamente, para que cada pulso emitido por el contador térmico, sea recibido e interpretado correctamente por el analizador de redes).

Por otro lado, gracias a la monitorización energética podremos dividir la planta en diferentes centros de coste, asociando por ejemplo diferentes equipos a cada una de las líneas de producción, pudiendo de esta manera comparar los costes energéticos asociados a cada una de ellas y mejorar la productividad y rentabilidad de las mismas.

La monitorización general de consumos y otros parámetros eléctricos, se realizará mediante un software de gestión Sentron Power Manager, el cual recogerá y almacenará en un PC los datos obtenidos por los diferentes equipos en un ordenador, que puede ser el del responsable de mantenimiento o el del gestor energético.

El software mostrará los datos y gráficas obtenidas en un entorno Windows, existiendo la posibilidad de volcar datos en tablas Excel o de programar informes periódicos.

Los equipos deberán comunicarse por Ethernet (Modbus TCP/IP) con la red informática a la que esté conectada el PC, con solamente darles una dirección IP en el software de gestión, podremos conectar automáticamente. Si se prefiere, los equipos tienen la posibilidad de equiparse con módulos de comunicación Profibus o Modbus (RS485).

Por otro lado se recomienda la utilización de analizadores de redes itinerantes, es decir, que puedan moverse y conectarse a las cargas que en cada momento se quieran monitorizar. Con esto detectaremos y podremos evitar por ejemplo los consumos en stand-by de diferentes equipos.



Figura 37. Control de cargas.

Para ello necesitaremos la conexión a través de transformadores de intensidad de núcleo abierto, que puedan montarse y desmontarse con facilidad.

La colocación de los equipos deberá hacerse de manera estratégica, en los interruptores cabeceros de los armarios que alimentan a cada una de las líneas de producción, zona de oficinas, planta de pintura y talleres-matricería, que conforman los centros de costes de la empresa. En los anexos se muestran el esquema unifilar general de la instalación eléctrica, mostrando donde se propone la colocación de los analizadores de redes.

*Ver plano: "Implementación equipos de monitorización".*

En los casos de las líneas de producción, en las que deseamos monitorizar el consumo de gas natural en los hornos de tocho y hornos de tratamiento de perfiles, los equipos a instalar serán del modelo Sentron PAC 4200 que dispone de entradas digitales configurables como conteo de pulsos.

En el resto de zonas, será suficiente con el modelo Sentron PAC 3200.

Además de estos analizadores, se propone la instalación de otro adicional en los armarios que alimentan los circuitos eléctricos que alimentan los motores eléctricos que mueven las bombas hidráulicas (itinerante).

De este modo tendremos la posibilidad de realizar estudios de viabilidad -con datos reales y en el periodo que se estime- individualizados de la parte concreta o carga de la instalación que se quiera optimizar.

Con el sistema propuesto tendremos el primer paso a dar en cualquier proyecto de mejora energética a llevar a cabo: la monitorización.

Aunque es difícil cuantificar la tasa de retorno de un sistema de monitorización, tradicionalmente se habla de cifras de entre un 1 y un 4% respecto al ahorro que podemos conseguir con una correcta monitorización de nuestra planta y una adecuada gestión de los datos recogidos.

Adoptaremos la postura más conservadora del 1% obteniendo:

INVERSIÓN	€ UNIT.	UNIDADES	€ TOTAL
SENTRON PAC 3200	400	18	7.200 €
SWITCH	100	3	300 €
TI'S + PROTECCIONES	80	18	1.440 €
SOFT	600	1	600 €
INSTALACIÓN - PROGRAMACIÓN			2.500 €
<b>TOTAL</b>			<b>12.040 €</b>
<b>AHORRO</b>	1%		6.637 €

**AHORRO ENERGÉTICO:** 94.949 KWh  
**AHORRO ECONÓMICO:** 6.637€  
**INVERSIÓN:** 12.040€  
**PAY BACK:** 1.81 años

## 5. IMPLANTACIÓN DEL SISTEMA DE MONITORIZACIÓN ENERGÉTICA. SOFTWARE DE INGENIERÍA SENTRON POWER MANAGER.

El SENTRON POWER MANAGER sirve para captar, monitorizar, evaluar, visualizar y archivar datos de energía de los contadores eléctricos SENTRON PAC, en sus modelos PAC3100, PAC3200 y PAC4200 y los interruptores automáticos SENTRON 3WL y 3VL, así como cualquier otro medidor con capacidad Modbus.

El SENTRON POWER MANAGER ofrece para ello las siguientes funciones:

- Vista de árbol de la instalación del cliente (árbol del proyecto).
- Indicación de valores medidos con vistas de usuario predefinidas.
- Gestión de alarmas.
- Representación de curvas de demanda.
- Generación de informes, con distintos tipos de informes, como p. ej. informes de centros de coste.
- Monitorización de cargas.
- Planes de reacción.
- Sistema de archivado.
- Administración de usuarios.

La instalación del software de monitorización se realiza en un PC situado en la oficina de mantenimiento, el cual deberá estar encendido permanentemente para registrar los datos obtenidos por los analizadores de redes. El software elegido trabaja bajo entorno Windows, por lo que la generación del proyecto (que se mostrará a continuación) es sencilla.

Se instalará un equipo en cada transformador con la finalidad de visualizar y registrar la carga que tiene cada uno y evitar de ese modo un posible desbalance de la instalación.

Además de estos tres AR principales, se instalará un equipo por cada uno de los centros de costes energéticos con que cuenta la planta (las líneas de producción P2800, P2500, P1800, P1801, oficinas, matricería y planta de pintura/lacado), también podremos integrar en el soft un AR itinerante que podemos ir moviendo por la instalación eléctrica para monitorizar la carga determinada que le interese al gestor energético.

Los equipos instalados en las líneas de producción serán de la serie 4200. Esto tiene por objeto la integración de los consumos de KWh térmicos de los hornos de tratamiento de perfil y de tocho.

La manera de realizar esta integración, es la conexión de la salida de pulsos de los contadores a las entradas digitales de los analizadores de redes (cuentan con 2ED), tras ello, deberemos parametrizar dichas entradas para que funcionen como contaje de pulsos.

La ubicación de los equipos en la instalación eléctrica existente puede verse en el esquema unifilar de la instalación que aparece en el anexo I.

El modo de conectar eléctricamente los equipos es el siguiente:

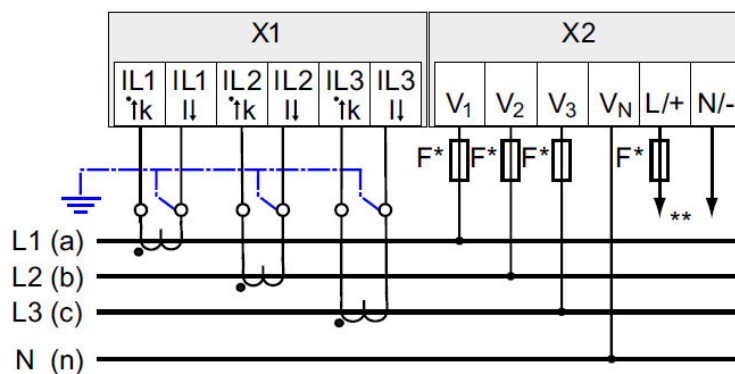
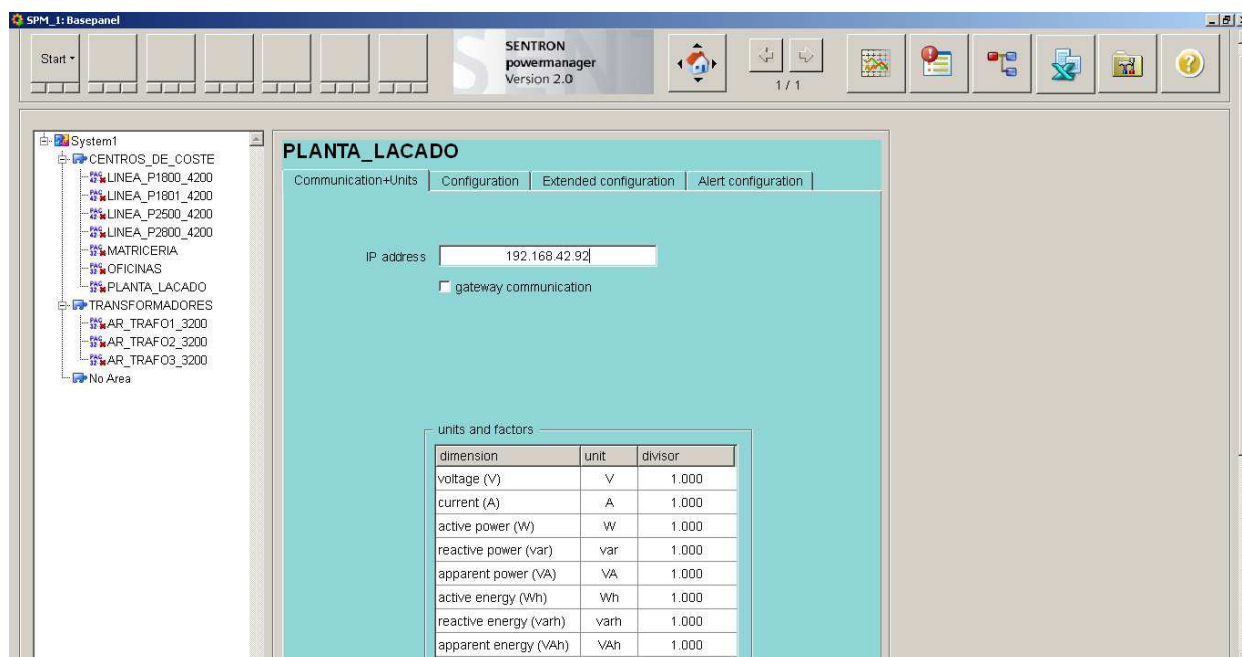


Figura 38. Conexión eléctrica del analizador de redes.

Cada AR deberá tener conectados tres Transformadores de intensidad de relación de transformación XX/5A. para recibir la señal de la intensidad de cada fase. Por otro lado deberán conectarse las tomas de tensión a las tres fases a través de unos fusibles de protección.

Para la creación de nuestro proyecto recrearemos el árbol de la instalación eléctrica, creando los elementos a instalar en cada uno de los puntos citados anteriormente. Cada uno de los equipos debe de conectarse a la red informática de la planta mediante el puerto Ethernet integrado, a la que estará conectado el PC en el que esta instalado el software de monitorización.

Crearemos el árbol de la instalación y le daremos a cada equipo una IP libre de nuestra red.



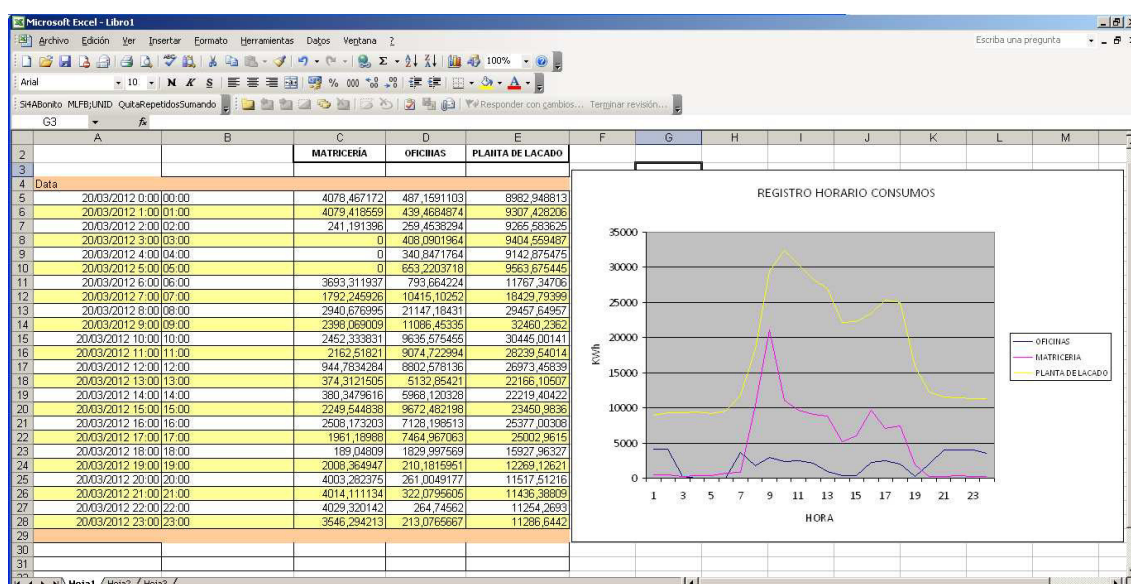
Una vez creado el árbol, asignaremos a cada analizador las variables que deseamos que mida. Existen numerosas variables posibles a medir, tensiones, intensidades, potencias activas, reactivas y aparentes, THDv, THDi, valores máximos-mínimos etc.

groups	selected values	commands	device data
<div>filter</div> <div>           overview            overview            voltage            current            power factor            THD            power            counter         </div>			
description			
AC current a			
AC current b			
AC current c			
AC voltage ph-ph a-b			
AC voltage ph-ph b-c			
AC voltage ph-ph c-a			
AC voltage ph-n a			
AC voltage ph-n b			
AC voltage ph-n c			
AC cumulated active power import			
AC cumulated reactive power import			

También se podrán programar alarmas que nos indiquen la violación de un límite establecido para cualquiera de las variables a medir. Por ejemplo el rebasamiento de la potencia activa instantánea respecto a la contratación.

Una vez tengamos nuestro proyecto terminado y hayamos puesto en comunicación los aparatos, podremos generar informes de manera manual o automática de acuerdo a la programación (diaria-semanal-mensual) que prefiramos.

Con estos informes que generará el software, podremos generar las gráficas de consumo, corrientes etc. Para nuestro estudio y análisis.





## 6. INTEGRACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES. PLANTA FOTOVOLTAICA SOBRE CUBIERTA ENFOCADA A AUTOCONSUMO.

### OBJETIVO Y ANTECEDENTES.

El presente capítulo planteará la posibilidad de llevar a cabo la generación de energía eléctrica mediante un sistema fotovoltaico de conexión a red, situado en la cubierta de la nave industrial de INDUSTRIA ARAGONESA, ubicada en el polígono de Cogullada, termino municipal de Zaragoza.

La cubierta objeto de estudio no está siendo empleada en la actualidad para ningún fin productivo, por tanto, cualquier nuevo uso optimizará el recurso.

Una instalación fotovoltaica no constituye ninguna limitación para otros posibles usos de la misma, nos permitirá obtener beneficios fiscales inmediatos, una aceptable rentabilidad de inversión y reducir considerablemente las emisiones de CO<sub>2</sub>.

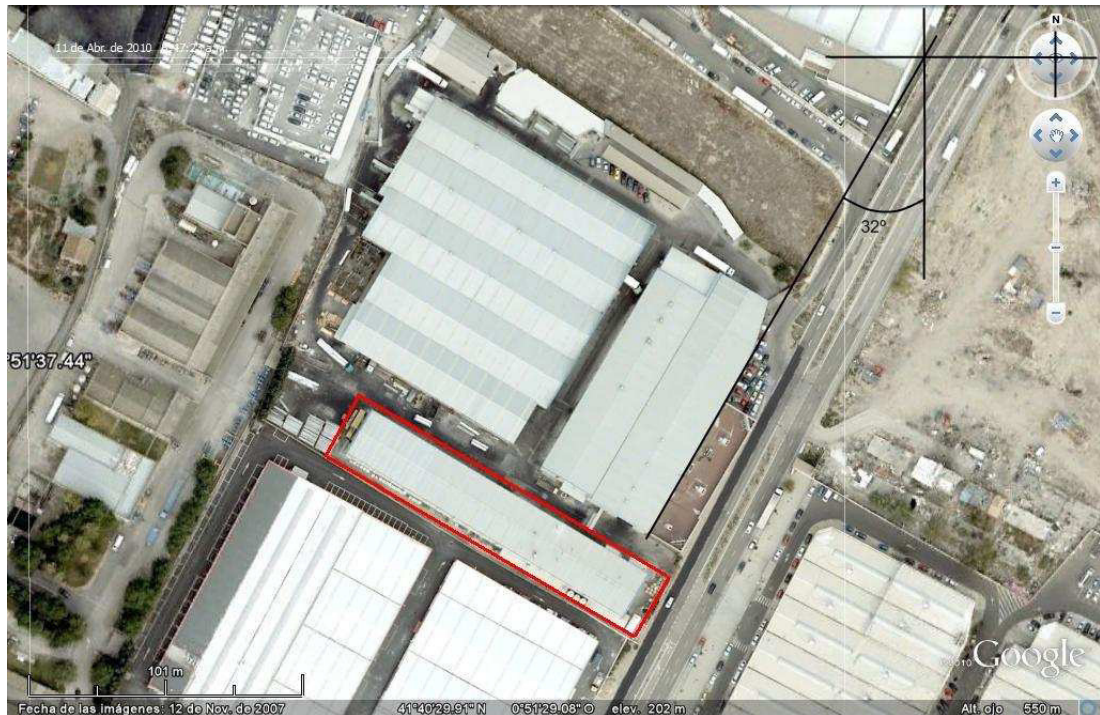


Figura 39. Foto aérea de planta. Planta de lacado.

Con este sistema se transformará la energía procedente de la luz solar en energía eléctrica que será inyectada en la instalación de la planta.

Titular de la instalación:  
Industria Aragonesa  
C.I.F. Z-XX-7755  
Zaragoza.

Al plantearse la generación para el autoconsumo, no habrá conexión a red, si no que la energía producida, se re-inyectará en la instalación eléctrica propia de la planta, a 400Vac.

## **6.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL SISTEMA FOTOVOLTAICO.**

### **6.1.1. EL EFECTO FOTOVOLTAICO. TECNOLOGÍA FOTOVOLTAICA. LA PLACA FOTOVOLTAICA.**

En los sistemas fotovoltaicos se transforma la energía solar incidente en energía eléctrica.

El conocimiento de la radiación solar es determinante para conocer la energía disponible, para seleccionar los equipos que componen la instalación y analizar su comportamiento dentro del generador.

La irradiación proveniente del Sol que se recibe sobre una superficie perpendicular al Sol en el exterior de la atmósfera, puede considerarse como constante e igual a  $1.367 \text{ W/m}^2$ .

Debido a los movimientos de rotación y traslación de la tierra en torno al Sol, y debido a los efectos de difusión de la atmósfera terrestre, la irradiación recibida en la superficie de la Tierra presenta unas variaciones temporales bien definidas en unos casos (variación día/noche y verano/invierno) y estocásticas en otros (presencia de nubes). Otro efecto importante es la posición de la superficie captadora respecto de la incidencia de los rayos solares (ángulo de inclinación y orientación).

La unidad de generación eléctrica en un sistema fotovoltaico es la célula.

Una célula solar es un dispositivo capaz de convertir la energía proveniente de la radiación solar en energía eléctrica. La gran mayoría de las células solares que actualmente están disponibles comercialmente son de Silicio mono o policristalino.

El primer tipo se encuentra más generalizado y aunque su proceso de elaboración es más complicado, suele presentar mejores resultados en cuanto a su eficiencia.

Por otra parte, la experimentación con materiales tales como el Telurio de Cadmio o el Diseleniuro de Indio-Cobre está llevando a las células fabricadas con estas sustancias a situaciones próximas ya a aplicaciones comerciales, contándose con las ventajas de poderse trabajar con tecnologías de láminas delgadas.

**PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DE LA CELULA SOLAR:** Cuando conectamos una célula solar a una carga y la célula está iluminada, se produce una diferencia de potencial en extremos de la carga y circula una corriente por ella (efecto fotovoltaico).

La corriente entregada a una carga por una célula solar es el resultado neto de dos componentes internas de corriente que se oponen. Estas son:

Corriente de iluminación: debida a la generación de portadores que produce la iluminación.

$$I_{ph} = I_L$$

Corriente de oscuridad: debida a la recombinación de portadores que produce el voltaje externo necesario para poder entregar energía a la carga.

$$I_D(V) = I_0 \left[ \exp \frac{eV}{KT_c} - 1 \right]$$

Los fotones serán los que formaran, al romper el enlace, los pares electrón-hueco y, debido al campo eléctrico producido por la unión de materiales en la célula de tipo P y N, se separan antes de poder recombinarse formándose así la corriente eléctrica que circula por la célula y la carga aplicada.

Básicamente, los rayos del sol sobre una célula FV transforman ésta en un pequeño generador de corriente continua.

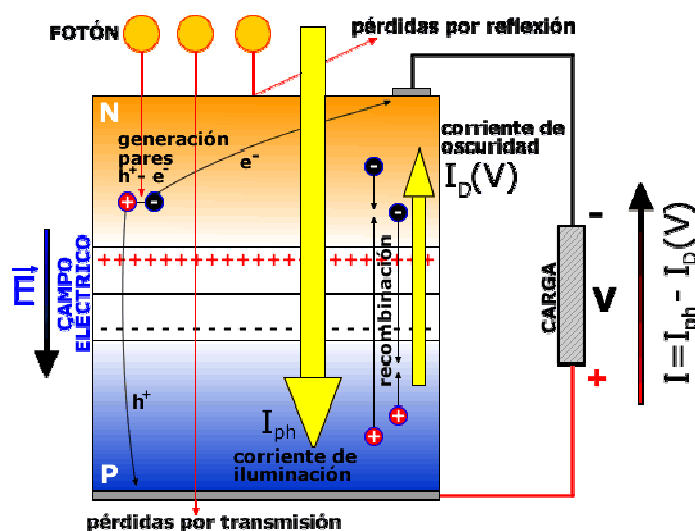


Figura 40. Célula FV.

Un **panel solar** está constituido por varias células iguales conectadas eléctricamente entre sí, en serie y/o en paralelo, de forma que la tensión y corriente suministrada por el panel se incrementa hasta ajustarse al valor deseado. La mayor parte de los paneles solares se construyen asociando primero células en serie hasta conseguir el nivel de tensión deseado, y luego asociando en paralelo varias asociaciones serie de células para alcanzar el nivel de corriente deseado. Además, el panel cuenta con otros elementos a parte de las células solares, que hacen posible la adecuada protección del conjunto frente a los agentes externos; asegurando una rigidez suficiente, posibilitando la sujeción a las estructuras que lo soportan y permitiendo la conexión eléctrica.

Estos elementos son:

- Cubierta exterior de cara al Sol. Es de vidrio que debe facilitar al máximo la transmisión de la



radiación solar. Se caracteriza por su resistencia mecánica, alta transmisividad y bajo contenido en hierro.

- Encapsulante. De silicona o más frecuentemente EVA (etilen-vinil-acetato). Es especialmente importante que no quede afectado en su transparencia por la continua exposición al sol, buscándose además un índice de refracción similar al del vidrio protector para no alterar las condiciones de la radiación incidente.

- Protección posterior. Igualmente debe dar rigidez y una gran protección frente a los agentes atmosféricos. Usualmente se emplean láminas formadas por distintas capas de materiales, de diferentes características.

- Marco metálico. De Aluminio, que asegura una suficiente rigidez y estanqueidad al conjunto, incorporando los elementos de sujeción a la estructura exterior del panel. La unión entre el marco metálico y los elementos que forman el módulo está realizada mediante distintos tipos de sistemas resistentes a las condiciones de trabajo del panel.

- Cableado y bornes de conexión. Habituales en las instalaciones eléctricas, protegidos de la intemperie por medio de cajas estancas.

- Diodo de protección. Su misión es proteger contra sobrecargas u otras alteraciones de las condiciones de funcionamiento de panel.

Los Panel solares tienen entre 28 y 40 células, aunque lo más típico es que cuenten con 36. La superficie del panel o módulo puede variar entre 0.1 y 0.5m<sup>2</sup> y presenta dos bornes de salida, positivo y negativo, a veces tienen alguna intermedia para colocar los diodos de protección.

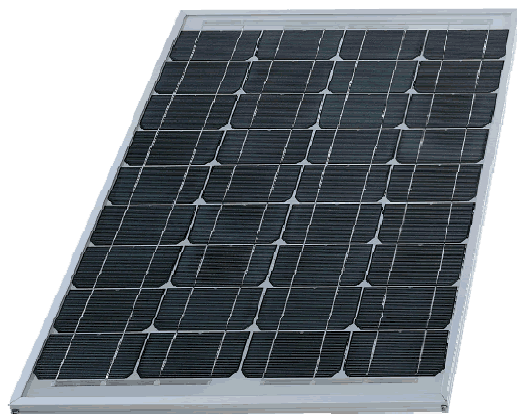


Figura 41. Placa FV.

### 6.1.2. ESQUEMA BÁSICO DE UNA INSTALACIÓN EN CUBIERTA.

Una conexión de células, en función de las combinaciones de serie y paralelo, permiten obtener unas características determinadas de tensión e intensidad proporcionados por un módulo o panel fotovoltaico.

Así, gracias al panel fotovoltaico, la energía proveniente del sol se convierte en energía eléctrica. (en corriente continua y a una tensión dependiente del panel).

Sin embargo, no es posible inyectar directamente la energía del generador fotovoltaico en la red eléctrica ya que la generación se produce en corriente continua, es necesario adaptar la energía producida a las características de la red local de suministro.

Esta corriente continua se conduce al inversor, que utilizando electrónica de potencia la convierte en corriente alterna a la misma frecuencia que la red eléctrica y a una tensión habitualmente de 400V, posteriormente esta tensión será elevada hasta la tensión de la red de suministro de este modo queda disponible para cualquier usuario.

La energía generada, medida por su correspondiente contador y en caso de venta a red, se venderá a la empresa distribuidora tal y como marca el Real Decreto 1578/2008.

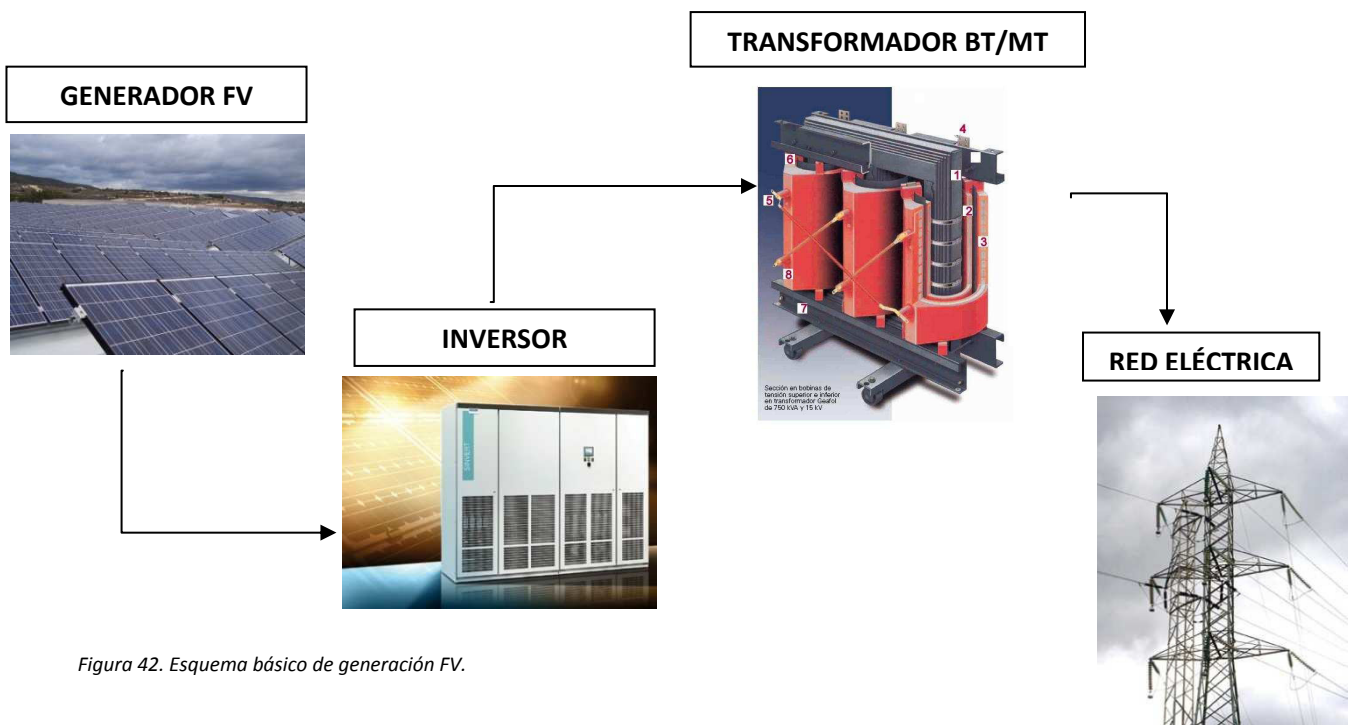


Figura 42. Esquema básico de generación FV.

Antes de entrar en el inversor se instalarán sobre la cubierta Cuadros de Series y Protección (CSP) en continua. La salida del inversor se conectará con la caja de protecciones de corriente alterna y de ahí al Centro de Transformación y equipo de medida, para que mida la energía vertida a la red.

Las protecciones del sistema irán conforme al Real Decreto 1663/2000 y a las normas particulares de la empresa distribuidora en cuestión.

El cableado y los elementos de protección serán conformes al Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión (e Instrucciones Complementarias) y a las Normas Particulares de la Compañía Distribuidora.

La particularidad de una fotovoltaica conectada a red pero destinada a autoconsumo, implica que el esquema general sea diferente, la energía eléctrica generada no acaba inyectándose en la red de distribución, sino que se lleva hasta el cuadro general la planta de lacado.

El proyecto “Industria Aragonesa Solar” es una instalación de 100 Kw de potencia nominal conectado a la red interna de la planta.

El generador fotovoltaico se situará en la cubierta de la nave de pintura, estando los módulos fotovoltaicos colocados sobre una estructura soporte anclada a la zona sur de la misma cubierta de la nave con una inclinación de 15º. La instalación tiene una potencia nominal total de 100 Kw y una potencia pico de 108 kWp. en condiciones STC.

La instalación consta de un total de 432 paneles fotovoltaicos de 250 Wp de la marca Sanyo, 2 inversores de 50KW de la firma Ingeteam, sistemas de protección y cuadros eléctricos.

Desde la instalación fotovoltaica se llevará la energía generada hasta el armario de distribución eléctrica de la planta de lacado, donde estará disponible para los equipos que estén consumiendo en ese momento.

Cuando el consumo de la planta sea superior a la generación, se conseguirá el restante de energía de la red. En los momentos en que la generación sea superior al consumo instantáneo, la energía excedente estará a disposición del resto de la planta industrial para ser consumida donde se requiera en ese momento.

El control del balance total generación/consumo de la planta de lacado, se realizará mediante un analizador Sentron Pac 3200 como los mostrados en el capítulo anterior, que al contar con contador de energía bidireccional, podrá identificar el resultado de cuanta energía ha consumido la planta.

## 6.2. LOCALIZACIÓN Y EMPLAZAMIENTO. CLIMATOLOGÍA.

La nave se encuentra ubicada en el polígono de Cogullada, termino municipal de Zaragoza.

Las coordenadas geográficas aproximadas son las siguientes:

41º 40' 30.80'' N

0º 51' 29.74'' O

Altitud: 202msnm.





**Clima y energía incidente**

	<b>GlobHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DiffHor</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>T Amb</b> °C	<b>WindVel</b> m/s	<b>GlobInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DifSInc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>Alb Inc</b> kWh/m <sup>2</sup>	<b>DifS/GI</b>
<b>Enero</b>	59.8	25.00	5.00	4.4	59.8	25.00	0.000	0.418
<b>Febrero</b>	88.8	34.01	6.40	5.2	88.8	34.01	0.000	0.383
<b>Marzo</b>	141.0	48.99	9.50	4.6	141.0	48.99	0.000	0.347
<b>Abril</b>	165.3	67.01	12.20	5.1	165.3	67.01	0.000	0.405
<b>Mayo</b>	195.6	72.01	16.80	4.4	195.6	72.01	0.000	0.368
<b>Junio</b>	213.0	86.00	21.40	4.8	213.0	86.00	0.000	0.404
<b>Julio</b>	217.3	79.00	23.80	5.1	217.3	79.00	0.000	0.364
<b>Agosto</b>	188.8	74.01	23.20	4.4	188.8	74.01	0.000	0.392
<b>Septiembre</b>	145.8	56.00	19.80	4.2	145.8	56.00	0.000	0.384
<b>Octubre</b>	99.8	44.00	15.40	3.9	99.8	44.00	0.000	0.441
<b>Noviembre</b>	63.3	29.01	9.50	4.7	63.3	29.01	0.000	0.458
<b>Diciembre</b>	49.3	27.00	6.20	4.2	49.3	27.00	0.000	0.548
<b>Año</b>	1627.8	642.02	14.15	4.6	1627.8	642.02	0.000	0.394

Leyendas:	GlobHor	Irradiación global horizontal
	DiffHor	Irradiación difusa horizontal
	T Amb	Temperatura Ambiente
	WindVel	Velocidad del viento
	GlobInc	Global incidente en plano receptor
	DifSInc	Difuso Celeste incidente plano recep.
	Alb Inc	Albedo incidente plano recep.
	DifS/GI	Relación Difuso celeste incidente/Global

**6.3. NORMATIVA APLICABLE. LEGISLACIÓN.**

El conjunto de Reales Decretos y reglamentos que regulan las instalaciones fotovoltaicas conectadas a red son los siguientes:

- Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión y sus Instrucciones Complementarias.
- Pliego de Condiciones Técnicas para instalaciones conectadas a la red, PCT-C Octubre 2002.
- Decreto 842/2002 de 2 de Agosto por el que se aprueba el Reglamento Electrotécnico de Baja Tensión.
- Real Decreto 1663/2000 de 29 de septiembre, sobre conexión de instalaciones fotovoltaicas a la red de baja tensión.



- Real Decreto 1955/2000 de 1 de diciembre, por el que se reglan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1556/2005 por el que se establece la tarifa eléctrica para el 2006.
- Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica en régimen especial.
- Ley 54/1997 de 27 de noviembre del sector eléctrico.
- REAL DECRETO 1578/2008, de 26 de septiembre, de retribución de la actividad de producción de energía eléctrica mediante tecnología solar fotovoltaica para instalaciones posteriores a la fecha límite de mantenimiento de la retribución del Real Decreto 661/2007, de 25 de mayo, para dicha tecnología
- Resolución del 31 de Mayo de 2001, por la que se establecen modelo de contrato tipo y modelo de factura para las instalaciones solares fotovoltaicas conectadas a la red de baja tensión.
- Real Decreto 1955/2000 de 1 de Diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica.
- Real Decreto 1699/2011 de 8 de Diciembre, por el que se regula la conexión a red de instalaciones de producción de energía eléctrica de pequeña potencia

Como suplemento a estos Reales Decretos y reglamentos, utilizaremos también el borrador de Real Decreto de noviembre de 2011 y publicado en marzo de 2012, en el que se establece la regulación de las condiciones administrativas, técnicas y económicas de la modalidad de suministro de energía eléctrica con balance neto.

#### **6.4. DESCRIPCIÓN Y CÁLCULO DEL SISTEMA.**

Para poder acogernos al régimen de las pequeñas instalaciones de generación en balance neto, la instalación a implementar deberá tener un máximo de 100KW.  
Tal como comentamos anteriormente, disponemos de unos 750m<sup>2</sup> de superficie de cubierta.

El generador fotovoltaico de 100KW se creará mediante paneles solares de última generación de la firma SANYO, modelo HITH250E01 de 250Wp.

Se ha previsto utilizar dos inversores solares de 50 Kw para el generador fotovoltaico de la marca **INGETEAM**, modelo **INGECON SUN 50**. El inversor cumple perfectamente el RD 1663/2000 para instalaciones de potencia superior a 5 Kw.

La potencia del inversor debe ajustarse a la potencia del módulo. No obstante, los datos de potencia de los módulos (Wp) se refieren a las Condiciones Estándar de Medida (STC: 1000 W/m<sup>2</sup>, 25 °C, AM = 1,5), estas condiciones son ideales de laboratorio, que nunca se dan en la práctica. De ahí que deba elegirse una potencia pico (potencia en los módulos) de un tanto por ciento mayor que la potencia nominal (potencia en el inversor), para una vez descontadas las pérdidas sacar el máximo rendimiento al sistema, con el mínimo coste.

#### 6.4.1. CARACTERÍSTICAS DE LOS EQUIPOS.

##### Características eléctricas del módulo fotovoltaico HIT250E01 (250 Wp):

Para el presente proyecto se ha seleccionado el panel fotovoltaico HIT-H250E01 de 250Wp de potencia, de la firma Sanyo.

El panel solar SANYO HIT está formado por obleas de silicio monocristalino, recubiertas por una capa muy delgada de silicio amorfo. Esta célula es producida con las técnicas de fabricación más modernas y proporciona el rendimiento más elevado en el sector.

Las células y módulos de tecnología HIT poseen una eficiencia de primer nivel mundial en productos fabricados en serie.

Gracias a la forma de panel de abeja "Honeycomb Design" permite optimizar el espacio a la vez que se aprovecha al máximo el silicio.

El Sanyo HIT H250E01 tiene un 20,8% de eficiencia de célula y un 18% de eficiencia del panel, lo que equivale a 180W/m<sup>2</sup> en STC.

Los paneles solares HIT generan más energía limpia que los paneles cristalinos convencionales. Los paneles solares HIT no producen contaminación, no tienen elementos móviles ni generan ruido. Las dimensiones de los paneles HIT permiten ganar espacio en la instalación y así conseguir la mayor potencia de una superficie dada.

El módulo fotovoltaico es uno de los módulos más eficientes fabricados por Sanyo. Está diseñado para sistemas conectados a la red como tejados comerciales, sistemas residenciales y plantas fotovoltaicas.

Los módulos solares están certificados según las exigencias europeas e internacionales vigentes IEC 61646 y cumplen los requisitos de la clase de protección II.

Se llevará a cabo un sistema de clasificación que agrupa los módulos por rangos de intensidad de corriente. En la instalación se constituirán series de módulos del mismo rango de corriente, de manera que se reducen las pérdidas por mismatch, contribuyendo a aumentar la eficiencia de la instalación.

HIT250E01	
Potencia	250 Wp
Coef. Temp. Tensión de circuito abierto TC(Voc) V/°C	- 0,108

Coef. Temp. Corriente de cortocircuito TC (Isc) Ma/°C	+ 2.32
Coef. Temperatura de potencia TC(Pn) %/°C	- 0,30 %/°C
Tensión de circuito abierto Voc	43.1 V
Tensión punto de máxima potencia Vmp	34.9 V
Corriente punto de máxima potencia Imp	7.18 A
Corriente de cortocircuito	7.74 A
Longitud	1.610mm.
Anchura	861 mm.

Para más información sobre los paneles fotovoltaicos, ver anexo.

Características eléctricas del inversor INGECON SUN 50:

EL modelo INGECON 50 de INGETEAM es un inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

El equipo cuenta con una máxima eficiencia a temperaturas elevadas, un avanzado sistema de seguimiento en el punto de potencia máximo (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un sistema de control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones en media tensión.

Para su instalación no necesita de elementos adicionales.

Se puede desconectar manualmente de la red, cuenta con un importante equipamiento de protecciones eléctricas de serie.

El inversor equipa un datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o in situ desde el teclado frontal del inversor. Tiene LEDs indicadores de estado y alarmas, pantalla LCD.

Tiene una vida útil de más de 20 años y una garantía de 5 años ampliable hasta 25 años.

Incluye sin sobrecoste un software de gestión para la monitorización y registro de datos del propio inversor.

El equipo cuenta con las siguientes protecciones eléctricas:

- Aislamiento galvánico entre las partes DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Protección cortocircuito y sobrecarga en la salida.
- Fallo de aislamiento.
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magnetotérmico AC.
- Descargador de sobretensiones en lados DC y AC tipo2.

INGECON SUN 50	
Potencia de salida nominal (AC)	50 Kw
Corriente máxima de salida (AC)	93 A
Tensión, Frecuencia nominal	400 V, 50 Hz
Distorsión armónica	<3% (THD)



Máximo rendimiento del inversor	96.3 %
Min. Tensión MPP	405 Vdc
Máx. Tensión MPP	750 Vdc
Máxima tensión del sistema	900 Vdc
Máxima corriente de entrada	130 A

Para más información sobre los paneles fotovoltaicos, ver anexo.

#### 6.4.2. CÁLCULO DEL GENERADOR FOTOVOLTAICO.

El número de los módulos solares en serie debe elegirse de modo que la tensión de entrada no supere en ningún caso el rango de tensión de entrada del inversor, pues de lo contrario el inversor puede colapsarse.

Teniendo en cuenta los coeficientes de temperatura  $TC(V_{oc})$  y  $TC(I_{sc})$ , deben de cumplirse una serie de condiciones:

##### Nº máximo de paneles en serie de un string:

El máximo voltaje MPP de los módulos solares se da a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ , porque en las células cristalinas la tensión crece al bajar las temperaturas. Este valor debe de estar por debajo del límite superior de tensión MPP del inversor:  $V_{\max\text{ MPP}} = 750\text{ V}_{dc}$ .

$$N_{s\text{ max}} = V_{\max\text{ MPP}} / V_{\text{PMP módulos}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C})$$

Si  $\beta$  es expresado en V:  $\beta = -0.085\text{ V}/^{\circ}\text{C}$ , y con  $V_{\text{PMP módulos}}(\text{STC})$ : 34.9V.

$$V_{\text{PMP módulos}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{\text{PMP módulos}}(\text{STC}) - 35 \times \beta \times 1\text{ mod} = 37.88\text{V}$$

$$N^{\circ}\text{ máximo de paneles en serie: } 750/37.88\text{V} = 19.80 \Rightarrow \text{máx } 19$$

También comprobaremos que no excedemos la tensión máxima en el lado DC, en este caso 900V.

La tensión de circuito abierto  $V_{oc}$  en condiciones extremas de temperatura (a  $-10\text{ }^{\circ}\text{C}$ ) debe de estar por debajo de la máxima tensión admisible del inversor:  $V_{\max} = 900\text{ V}_{dc}$ .

$$V_{oc\text{ módulos}}(\text{STC}): 43.1\text{V}$$

$$V_{oc\text{ módulos}}(-10\text{ }^{\circ}\text{C}) = V_{oc\text{ módulos}}(\text{STC}) - 35 \times \beta \times 1\text{ mods} = 46.075\text{Vdc}$$

$$N^{\circ}\text{ máximo de paneles en serie: } 900/46.075 = 19.25 \Rightarrow 19\text{ paneles.}$$

Con esta limitación, la condición de tensión de circuito abierto se cumple.

##### Nº mínimo de paneles en un string:

El mínimo voltaje PMP se registra a aproximadamente  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$ , en verano con los módulos calientes. Este mínimo voltaje PMP de los módulos a  $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$  debe de estar por encima del límite inferior de tensión MPP del inversor:  $V_{\min\text{ MPP}} = 405\text{ V}_{dc}$ .  $V_{\text{PMP módulos}}(\text{STC})$ : 34.9V.

$$N_{s \min} = V_{\min \text{ MPP}} / V_{\text{PMP módulos}} (70^\circ\text{C})$$

Si  $\beta$  es expresado en V:  $\beta = -0.085 \text{ V}/^\circ\text{C}$ , y con  $V_{\text{PMP módulos}} (\text{STC})$ : 34.9V.

$$V_{\text{PMP módulos}} (+70^\circ\text{C}) = V_{\text{PMP módulos}} (\text{STC}) + 45 \times \beta \times 1 \text{ mod} = 31.075\text{Vdc}$$

$$N^\circ \text{ mínimo de paneles en serie: } 405/31.05 = 13.03 \Rightarrow 14 \text{ paneles}$$

### Nº máximo de strings:

La corriente máxima de cortocircuito a  $+70^\circ\text{C}$  que llegará al inversor debe de ser inferior a la corriente máxima de entrada del inversor:  $I_{\max} = 130 \text{ A}$ .

$$N_{\text{pmax}} \leq I_{\max (\text{inversor})} / I_{\text{string}}$$

$$N_{\text{pmax}} \leq 130/7.74$$

$$N_{\text{pmax}} = 16 \text{ strings}$$

Con estos cálculos, tenemos que:

- $14 \leq N^\circ \text{ paneles serie} \leq 19$
- Nº máx strings en paralelo por inversor: 16.

$$N^\circ \text{ paneles serie por string} \times N^\circ \text{ strings} \leq P_{\max} / (V_{\text{pmp}} \times I_{\text{pmp}})$$

$$N^\circ \text{ paneles serie por string} \times N^\circ \text{ strings} \leq 54500 / (34.9 \times 7.18) \text{ (añadimos un 9\% a la potencia del inversor por las pérdidas).}$$

$$N^\circ \text{ paneles serie por string} \times N^\circ \text{ strings} \leq 217.49$$

Analizando los resultados y con el fin de hacer la instalación lo más equilibrada posible, decidimos que los módulos se conectarán en 24 (12+12) series de 18 módulos cada una, conectadas al inversor. Haciendo una suma de 216 paneles por inversor y 432 en el conjunto de la instalación.

Hemos optado por elevar casi hasta el límite el nº de paneles por string para elevar la tensión de los mismos, lo que conlleva una menor intensidad necesaria para evacuar la misma potencia. Esto se traducirá en una menor sección de cable necesaria y por otro lado unas menores pérdidas en el cableado por efecto Joule.

Las prestaciones que conseguimos con esta combinación son las siguientes:

- Tensión de entrada al inversor 628V.
- Intensidad de entrada a cada inversor 86.16A.
- Potencia de entrada al inversor 54.1KW.
- Potencia pico de la instalación 108KW.

Como veremos a continuación, las salidas de cada string deberán agruparse en armarios con las protecciones adecuadas.

### 6.4.3. COLOCACIÓN DE LOS PANELES SOBRE CUBIERTA.

Este conjunto de series (o strings) y el total de 432 paneles, ocupan 599m<sup>2</sup> de superficie sobre la cubierta.

La cubierta sobre la que va a instalarse el generador fotovoltaico tiene una inclinación de 15° sobre la horizontal.

La instalación de las placas sobre un tejado inclinado deben cumplir las siguientes características:

- La superficie de los módulos debe tener la misma inclinación que el techo.
- Los bordes del tejado no deben ser sobrepasados por los paneles en ninguna parte, la distancia mínima del borde de los paneles hasta el borde del tejado, debe ser al menos 5 veces la distancia que hay entre la superficie de la cubierta y de los paneles.
- La distancia entre la cubierta y el generador fotovoltaico no debe ser muy grande, no obstante debe ser suficiente para garantizar la ventilación posterior de los módulos (según las indicaciones del fabricante) y para garantizar el flujo del agua de lluvia y de hojas o pequeños objetos que puedan ser arrastrados por el viento.

La estructura de soportación y los accesorios necesarios, deben ser suficientes para garantizar la estabilidad del conjunto del generador fotovoltaico.

El diseño de esta estructura de fijación a la cubierta queda fuera del alcance del presente proyecto.

La inclinación de 15° del generador fotovoltaico genera unas pérdidas respecto de la inclinación óptima que veremos más adelante.

La disposición de las placas a lo largo de la superficie de la cubierta será de la siguiente manera:



Figura 46. Ubicación de placas.

#### 6.4.4. DIMENSIONAMIENTO DEL CABLEADO.

Para el dimensionamiento del cableado deben tenerse en cuenta básicamente tres criterios principales:

Tensión de aislamiento: Es la tensión máxima del sistema eléctrico al que el cable puede estar conectado, el máximo valor de tensión al que puede estar conectado sin que su aislamiento se deteriore y pierda sus propiedades dieléctricas.

Intensidad máxima admisible: Es el valor máximo de corriente que circula de manera permanente por un conductor sin que éste supere la temperatura máxima admisible.

La temperatura del conductor del cable, trabajando a plena carga y en régimen permanente, no deberá superar en ningún momento la temperatura máxima admisible asignada de los materiales que se utilizan para el aislamiento del cable.

Esta temperatura se especifica en las normas particulares de los cables y suele ser de 70º C para cables con aislamientos termoplásticos y de 90º C para cables con aislamientos termoestables.

Caída de tensión: La circulación de corriente a través de los conductores, ocasiona una pérdida de potencia transportada por el cable, y una caída de tensión o diferencia de tensiones en el origen y extremo de canalización. Esta caída de tensión debe de ser inferior a los límites marcados por el Reglamento de BT en cada parte de la instalación, con el objeto de garantizar el funcionamiento de los receptores alimentados por el cable.

Este suele ser el criterio determinante cuando las líneas son de larga longitud, como ocurre en las instalaciones fotovoltaicas.

##### 6.4.4.1. Cálculo de caída de tensión.

La sección de los cables se debe elegir de forma que las máximas caídas de tensión entre el origen y el fin del recorrido estén por debajo de los siguientes límites fijados en el Reglamento de BT: *1,5% en la parte de CC y CA*, de cada parte de la instalación, con el fin de garantizar el correcto funcionamiento de los inversores alimentados por el cable.

La caída de tensión  $\Delta U$  es, por definición, la diferencia entre la tensión de alimentación  $V_A$  y la tensión en bornes de la carga  $V_B$ :

$$\Delta U = V_A - V_B \leq 1.5\%$$

El cálculo de la sección de la línea puede obtenerse a partir de la caída de tensión de la línea. Dependiendo de si estamos hablando de línea de corriente continua o de línea trifásica las expresiones cambiarán.

En el caso de C.C:

$$\Delta U = R I \times I$$

$$\Delta U \geq (2 \times \rho \times L \times I) / S$$

$$S \geq (2 \times \rho \times L \times I) / \Delta U$$

Siendo:

S = sección del conductor de línea (mm<sup>2</sup>).

$\rho$  = resistividad del conductor (  $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$  ).

L = longitud de la línea (m).

I = intensidad (A).

$\Delta U$  = caída de tensión de la línea (V).

RL = resistencia de un tramo ( $\Omega$ ).

En el caso de trifásica:

$$\Delta U = \sqrt{3} \times R I \times I \times \cos(\alpha)$$

$$\Delta U = (\sqrt{3} \times \rho \times L \times I \times \cos(\alpha)) / S$$

$$S = (\sqrt{3} \times \rho \times L \times I \times \cos(\alpha)) / \Delta U$$

Siendo:

$\Delta U$  = caída de tensión compuesta (V).

RL = resistencia de una fase de línea ( $\Omega$ ).

I = corriente eficaz que recorre cada conductor (A).

S = sección del conductor de línea (mm<sup>2</sup>).

$\cos(\alpha)$  = f.d.p. de los receptores (se considerará  $\cos(\alpha) = 1$ ).

$\rho$  = resistividad del conductor (  $\Omega \cdot \text{mm}^2 / \text{m}$  ).

L = longitud de la línea (m).

A partir de los datos de la línea, una vez elegido el tipo de conductor y fijada la caída de tensión admisible en la citada línea, se realizará el cálculo de la sección de los conductores por caída de tensión.

Los cables que se han elegido están formados por conductores flexibles de Cu, clase 5, aislados con polietileno reticulado (XLPE) , fabricados con la Norma UNE 21123 (IEC-502) y con tensión de aislamiento de 1000V.

Si la sección calculada no está normalizada, se elegirá siempre la sección inmediatamente superior que figure en la tabla de secciones comerciales.

Observando los casos más desfavorables:

ZONA DE CABLEADO	$\Delta v_{\max}(\text{V})$	$\rho(\Omega \cdot \text{m})$	L(m)	S <sub>min</sub> (mm <sup>2</sup> )	S <sub>comercial</sub> (mm <sup>2</sup> )
CC Paneles - caja string	9,42	1,67E-08	90	2,449954504	4mm <sup>2</sup>
CC Caja string -inversor	9,42	1,67E-08	10	0,816651501	2,5mm <sup>2</sup>
CA Inversor - Armario conexión	6	1,67E-08	5	2,396964286	4mm <sup>2</sup>
Armario conexión - Armario Pintura	6	1,67E-08	30	30,92857143	35mm <sup>2</sup>

#### 6.4.4.2. Criterio de intensidad máxima admisible:

Vamos a calcular las secciones mínimas que exige el criterio de intensidad máxima admisible.

Teniendo en cuenta que :

- Cableado paneles-caja de strings es una red aérea al aire de corriente continua que circula por un rejiband por el interior de tubos. Suponemos que se pueden alcanzar  $T^a$  de hasta 40°C.
- Cableado caja de strings-inversores es una red de corriente continua aérea donde suponemos que la  $T^a$  dentro de la nave será de 35°.
- Cableado inversores-armario de conexión, es una red de corriente alterna aérea donde suponemos que la  $T^a$  dentro de la nave será de 35°. Además todas las ramas trifásicas irán por la misma bandeja perforada.
- Armario conexión-armario planta de pintura. es una red subterránea trifásica instalada a una profundidad de 0,5m. Suponemos que la  $T^a$  del terreno podrá alcanzar los 45°C.

$$I_{\text{cable}} \times K_{\text{seg}} \leq I_{\text{admissible}} \times K_{\text{corrector}}$$

$$\text{Si } I_{\text{admissible1}} = (I_{\text{cable}} \times K_{\text{seg}}) / K_{\text{corrector}} \text{ entonces } I_{\text{admissible1}} \leq I_{\text{admissible}}$$

Siendo:

$K_{\text{seg}}$ : Factor de seguridad. Vale 1,25

$K_{\text{corrector}}$  : Factor corrector que es producto de varios factores ( $T^a$  del entorno, agrupación del cable, aislamiento, profundidad del cableado o exposición al sol...).

$I_{\text{cable}}$ : Intensidad máxima que circulará por el cable.

Con ello calculamos:

ZONA DE CABLEADO	$I_{\text{cable}}$	$K_{\text{seg}}$	$K_{\text{correct}}$	$I_{\text{admissible}}$ (A)	$S_{\text{comercial}}$ (mm <sup>2</sup> )
CC Paneles - caja string	7,8	1,25	0,64	15,234375	2,5mm <sup>2</sup>
CC Caja string -inversor	23,4	1,25	1,05	27,85714286	6mm <sup>2</sup>
CA Inversor - Armario conexión	95	1,25	1,05	113,0952381	50mm <sup>2</sup>
Armario conexión - Armario Pintura	190	1,25	0,85	279,4117647	2*70mm <sup>2</sup> /fase

De entre los dos criterios elegiremos para cada caso el más restrictivo, resultando:

ZONA DE CABLEADO	$S_{\text{comercial}}$ (mm <sup>2</sup> )
CC Paneles - caja string	4mm <sup>2</sup>
CC Caja string -inversor	6mm <sup>2</sup>
CA Inversor - Armario conexión	50mm <sup>2</sup>
Armario conexión - Armario Pintura	2*70mm <sup>2</sup> /fase

#### 6.4.5. TUBOS Y CANALIZACIONES PROTECTORAS.

En general se atenderá a lo dispuesto en la ITC-BT-21 del REBT.

La canalización subterránea sólo se utilizará para la línea trifásica que circula desde el armario de conexión VCA hasta el armario de la planta de pintura, se aprovechará la canalización existente que comunica el armario general con un subcuadro para las líneas de iluminación exterior (de 175mm de diámetro).

El resto de canalizaciones están expuestas al exterior y se harán mediante rejiband para el cableado que circula sobre la cubierta del edificio y mediante canalizaciones empotradas para proteger el cableado que va desde la cubierta hasta los inversores, ubicados en el interior de la nave, en la planta inmediatamente inferior a la cubierta.

Sección nominal de los conductores unipolares (mm <sup>2</sup> )	Diámetro exterior de los tubos (mm)				
	Número de conductores				
	≤ 6	7	8	9	10
1,5	25	32	32	32	32
2,5	32	32	40	40	40
4	40	40	40	40	50
6	50	50	50	63	63
10	63	63	63	75	75
16	63	75	75	75	90
25	90	90	90	110	110
35	90	110	110	110	125
50	110	110	125	125	140
70	125	125	140	160	160
95	140	140	160	160	180
120	160	160	180	180	200
150	180	180	200	200	225
185	180	200	225	225	250
240	225	225	250	250	--

Las canalizaciones eléctricas restantes, se consideran como parte de la estructura de anclaje del generador fotovoltaico a la cubierta, por lo que solamente indicaremos que deben cumplir con la ITC-BT-21 del REBT.

#### 6.4.6. PROTECCIONES Y ARMARIOS.

Las protecciones eléctricas se pueden definir como el conjunto de equipos necesarios para la detección y eliminación de los accidentes en los sistemas o instalaciones eléctricas.

Por tanto, se dotará a la instalación eléctrica de una serie de protecciones que la hagan segura, tanto desde el punto de vista de los conductores y los aparatos a ellos conectados, como de las personas que han de trabajar con ella.

#### 6.4.6.1. Protección frente a cortocircuitos.

El cortocircuito es un punto de trabajo no peligroso para el generador fotovoltaico, ya que la corriente está limitada a un valor muy cercano a la máxima de operación normal del mismo. Sin embargo, el cortocircuito puede ser perjudicial para el inversor. Como medio de protección se suelen incluir fusibles de tipo gG normalizados según EN6029 en cada polo, que actúan también como protección frente a sobrecargas.

En la parte de CA conectada a la red a través del armario general de planta de pintura, consideraremos para toda esta parte, que las protecciones deberán tener la misma capacidad frente a cortocircuito que el armario general de pintura, que esta fijada en 20KA.

#### 6.4.6.2. Protección frente a sobrecargas:

Sobrecarga es el exceso de intensidad en un circuito, debido a un defecto de aislamiento, una avería o una demanda excesiva de carga. Una sobrecarga no despejada a lo largo del tiempo puede degenerar en cortocircuito. El efecto principal de una sobrecarga es el calentamiento de los conductores a temperaturas no admisibles, provocando el deterioro de los mismos y de sus aislantes, y reduciendo su vida útil.

El objetivo final de protección contra sobrecargas es, permitir aquellas que correspondan a un servicio normal, pero desconectándolas con antelación (en un tiempo inversamente proporcional a la intensidad de sobrecarga) para que no se sobrepase el tiempo de sobrecarga admisible.

El dispositivo de protección podrá ser o un interruptor automático de corte omipolar con curva térmica de corte, o un fusible (ITC-BT-22). En este caso se elige un fusible para strings e interruptor magnetotérmico para las salidas de los inversores.

Las características del equipo de protección contra sobrecarga deberá cumplir con las siguientes dos condiciones:

$$I_{\text{diseño de línea}} \leq I_{\text{asignada fusible}} \leq I_{\text{admisible de la línea}}$$

Para fusibles gG debe cumplirse:

$$1.6 \times I_{\text{asignada fusible}} \leq 1.45 \times I_{\text{admisible de la línea}}$$

Teniendo en cuenta estas limitaciones, la selección de protecciones es la siguiente:

ZONA	Protección	Tensión	Intensidad	Producto	Marca	UDS
Caja string	Fusible gG	618Vdc	10A	3NW	SIEMENS	24
CC Caja string -inversor	Int. Automático PIA	618Vdc	25A	S25-4PV	ABB	8
CA Inversor - Armario conexión	Int. Automático Caja Moldeada	400Vac	100-125	3VT1	SIEMENS	2
Armario conexión - Armario Pintura	Seccionador + Int. Automático Caja Moldeada	400Vac	200-250	3KA +3VT2	SIEMENS	1+1



#### 6.4.6.3. Protección frente a sobretensiones:

Sobretensión transitoria es la elevación del valor de la tensión a valores muy elevados durante un transitorio de pocos milisegundos, causados, fundamentalmente, como consecuencia de las descargas atmosféricas, conmutaciones de redes y defectos de las mismas.

La incidencia que la sobretensión puede tener en la seguridad de las personas, instalaciones y equipos, así como su repercusión en la continuidad del servicio es función de:

- La coordinación del aislamiento de los equipos.
- Las características de los dispositivos de protección contra sobretensiones, su instalación y su ubicación.
- La existencia de una adecuada red de tierras.

El REBT, establece los niveles de tensión soportada a impulso para los distintos equipos de BT, y los requerimientos de protecciones contra sobretensiones.

Sobre el generador fotovoltaico, se pueden generar sobretensiones de origen atmosférico de cierta importancia. Por ello, se protegerá la entrada de corriente continua del inversor, mediante dispositivos bipolares de clase II y específicos para líneas de tensión continua, válidos para la mayoría de equipos conectados a una instalación eléctrica fija.

Para la parte de tensión alterna, protegeremos la salida del inversor hacia la red trifásica, con otros descargadores de sobretensiones tipo2, esta vez de 4 polos y con un portafusibles para protección del propio dispositivo.

ZONA	Protección	Tensión	Producto	Marca	UDS
Caja string	Descargador PV Tipo2	618Vdc	5SD7483-0	SIEMENS	8
CA Inversor - Armario conexión	Descargador IV, Tipo2	400Vac	5SD7424-0	SIEMENS	2

#### 6.4.6.4. Protección frente a contactos directos. Protección diferencial.

Debe protegerse a las personas y a la instalación en caso de una posible derivación o fuga de algún elemento a tierra.

La protección actuará cuando haya una derivación a tierra mayor o igual a 30mA.

Esta protección la colocaremos en los interruptores de protección de salidas del inversor hacia el armario de conexión CA y en el interruptor que habrá de instalarse en el existente cuadro general de planta de pintura y que conectará con el armario de conexión.

Al ser estos interruptores de protección del tipo caja moldeada, las protecciones diferenciales deberán estar compuestas de un relé diferencial, un transformador toroidal y una bobina de disparo conectada al interruptor magnetotérmico de cada rama.

ZONA	Protección	Tensión	Producto	Marca	UDS
CA Inversor - Armario conexión	Relé diferencial +Toroidal +bobina de disparo	400Vac	5SV8+5SV8 +3VT9	SIEMENS	2
Armario general	Relé diferencial +Toroidal +bobina de disparo	400Vac	5SV8+5SV8 +3VT9	SIEMENS	1

#### 6.4.6.5. Armarios de protección.

Para la ubicación de las protecciones de cada una de las zonas y la conexión de cableado con las mismas, deberán instalarse los armarios de BT necesarios.

En nuestro caso, contaremos con los siguientes armarios distribuidos a lo largo de nuestra instalación fotovoltaica:

- Cuadros de strings (8 Uds.): conectarán las series de paneles entre sí de tres en tres, formando los arrays, que a través de un interruptor magnetotérmico tipo PIA y específico para fotovoltaica, conectarán con las entradas de los inversores. Estarán colocados sobre la cubierta por lo que deberán tener un índice de protección mínimo IP65. Contendrán los fusibles, el descargador de sobretensiones y el PIA de salida.
- Cuadro de conexión CA (1 Ud.): recibirá las salidas AC de los inversores a través de los interruptores tipo caja moldeada (con regulación 100-125A) y los conectarán a un embarrado común. La salida de este armario se dirigirá al armario general de la planta, pasando previamente por un seccionador. Además contendrá el descargador de sobretensiones, los relés diferenciales y toroidales.

Además de estos armarios, en el ya existente armario general de la planta de pintura, deberán alojarse el interruptor automático de caja moldeada que recibe la línea de generación proveniente del armario de conexión CA que evacúa la energía producida en la instalación fotovoltaica, y por otro lado, el analizador de redes que monitorizará la generación de la planta y que se integrará a través de comunicación Ethernet con el sistema de gestión energética SENTRON POWER MANAGER.

El plano unifilar de la instalación fotovoltaica y los planos frontales y desgloses de materiales que componen los armarios de protección pueden verse en los anexos.

#### 6.4.6.6. Puesta a tierra.

La puesta a tierra de la instalación se regirá por lo especificado en el RD 1663/2000.

De acuerdo al artículo 12 del RD 1663/2000, de 29 de Septiembre, la puesta a tierra de las instalaciones fotovoltaicas interconectadas se hará siempre de forma que no se alteren las condiciones de puesta a tierra de la red de la empresa distribuidora, asegurando que no se produzcan transferencias de defectos a la red de distribución.

La instalación deberá disponer de una separación galvánica entre la red de distribución de baja tensión y las instalaciones fotovoltaicas, bien sea por medio de un transformador de

aislamiento o cualquier otro medio que cumpla las mismas funciones, con base en el desarrollo tecnológico, en esta instalación tenemos separación galvánica entre la parte CC y la baja tensión AC por el transformador interno de los inversores y el trafo de salida.

Las masas de la instalación fotovoltaica estarán conectadas a una tierra independiente de la del neutro de la planta de acuerdo con el Reglamento electrotécnico para baja tensión, así como de las masas del resto del suministro.

Se protegerá contra contactos directos e indirectos mediante aislamiento de clase II o doble aislamiento en los equipos.

La parte de corriente alterna, tendrá una toma de tierra para posibilitar el funcionamiento de los relés diferenciales. Consistirá en una red subterránea de conductor desnudo con picas distribuidas. Se conectarán las partes metálicas de la instalación tales como la propia estructura soporte de los paneles o la carcasa del inversor. Esta tierra nunca coincidirá con la tierra de la instalación de suministro eléctrico de la compañía distribuidora.

La resistencia de la red de tierras general será inferior a  $20\ \Omega$  según la ITC-BT-18 del REBT. Se dispondrá de las picas necesarias para llegar a una resistencia inferior a  $20\Omega$ .

Las conexiones se realizarán mediante elementos apropiados, de manera que asegure una perfecta unión. Estarán dimensionados a fin de que no experimenten calentamientos superiores a los del conductor al paso de la corriente. Así mismo, estarán protegidos contra la corrosión galvánica.

En la instalación se dispondrá de una caja de registro para comprobación de la resistencia óhmica de la instalación.

La sección del cable de puesta a tierra será de la mitad de la sección a la del conductor de fase siempre que la sección de éste sea superior a  $35\text{ mm}^2$  cumpliendo la ITC-BT-18 del REBT.

En resumen, se dispondrá las siguientes puestas a tierra:

Tierra de protección:

- Puesta a tierra de todas y cada una de las estructuras de soporte de los módulos fotovoltaicos.
- Red de tierras del inversor.
- Red de tierras para cuadros de protección de alterna y de continua.

#### **6.4.7. MEDIDA DE ENERGÍA.**

También junto al armario general de planta de lacado existente, deberá ubicarse el equipo de medida de compañía.

Se instalará un Equipo de Medida Totalizadora bidireccional en Media Tensión, que cumple con lo establecido en el RD 1112/2007 para medidas en Alta Tensión y estará dotado de MODEM de comunicaciones para telemedida.

El contador incorporará las funciones de:

**Maxímetro :**

Incorporada dentro de la misma caja del contador. Registra el valor máximo de las potencias activas generadas y consumidas con su fecha y hora, el valor de rebasamiento de la potencia contratada y el número de veces que se supera ese valor.

**Registrador:**

Incorporado dentro de la caja del contador, con las características que se requieren en el reglamento de Puntos de Medida (R.D. 1112/2007).

**Tarificador:**

Sistema tarifario de 9 tarifas por contrato (3 contratos independiente y segregados).

Calendario de días ordinarios y especiales totalmente programable, además, posibilidad de cierre de los tramos de facturación, ofreciéndose la posibilidad de configurar las fechas de los mismos o de llevarlos a cabo de manera manual a través de los canales de comunicaciones o mediante un pulsador bajo la tapa precintable por la compañía.

Funciones de Tarificación de Acceso a Redes para peajes, según Decreto 1164/2001.

#### **6.4.8. ESTUDIO DE GENERACIÓN ENERGÉTICA.**

Para el estudio de generación de nuestra instalación fotovoltaica, optaremos en este caso por la utilización de un software de ingeniería específico para este fin.

El software utilizado será PVsyst V5.52.

##### *6.4.8.1 Pérdidas en la generación. Performance Ratio.*

Los datos de irradiación de la zona son fundamentales para el cálculo de rendimiento y producción de nuestra instalación.

Estos datos de irradiación se toman en KWh/m<sup>2</sup>, en la ubicación exacta de la instalación, tanto en el plano horizontal como en el ángulo de colocación de los paneles. (En nuestro caso 15º respecto a la horizontal).

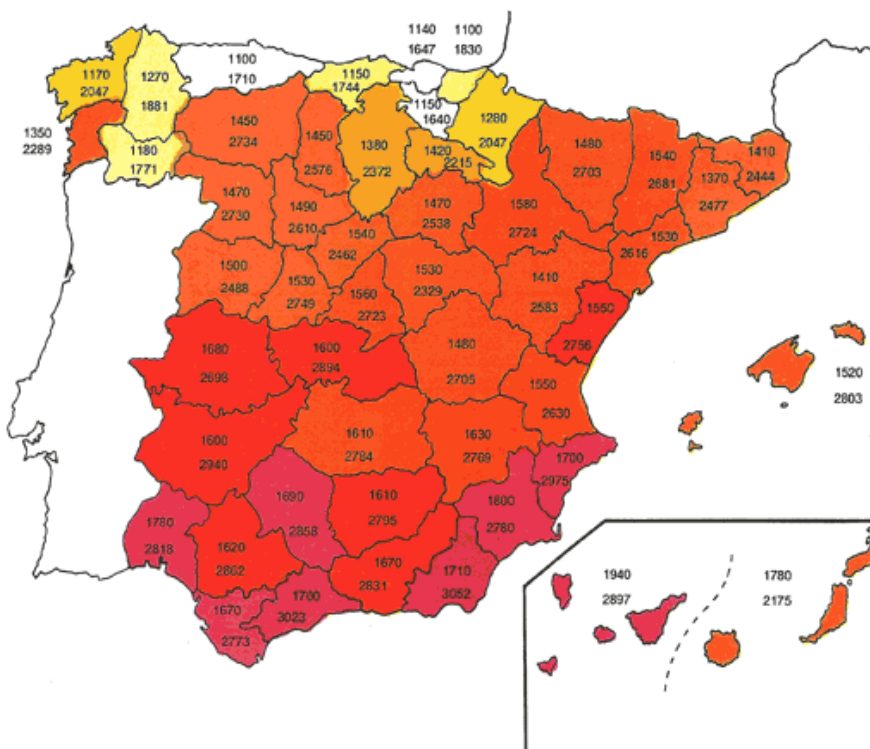


Figura 47. Irradiación.

Se ha considerado para la estructura de base para los módulos fotovoltaicos una estructura fija paralela a la cubierta, de 15º de inclinación. Además, como se indicó anteriormente, presentará un azimut (ángulo de orientación respecto al sur) de 32ºO.

Para los cálculos de producción se toman los valores de radiación solar, que aparece en la base de datos de PVGIS. Esta fuente de datos se apoya en observaciones de más de 7.700 estaciones meteorológicas por todo el mundo, de las cuales 1.492 están situadas en Europa.

Si una zona tiene poca densidad de estaciones meteorológicas se apoyan en los satélites que ya acumulan más de diez años, y ofrece una resolución espacial de 1 km x 1 km.

También han sido utilizados datos provenientes de la base de datos de NASA.

Para el cálculo de la producción eléctrica fotovoltaica nos interesa realmente la radiación sobre la propia superficie de los paneles. Este valor depende de la latitud, de la climatología del lugar y de la naturaleza de la superficie receptora.

“PVGIS” nos proporciona los datos de irradiación horaria (de todos los días del año) sobre superficie horizontal  $G_{dm}(0)$  en  $Wh/m^2$ , así como los datos de radiación horaria sobre la superficie del módulo ( $kWh/m^2$ ). Con dichos datos se obtienen el valor mensual y anual medio de irradiación diaria sobre el plano del generador  $G_{dm}(\alpha, \beta)$  en  $kWh/(m^2 \cdot día)$ , siendo el parámetro  $\alpha$  el azimut y  $\beta$  la inclinación del generador.

En este caso la orientación de la planta es de 32º de azimut respecto del Sur y hacia el oeste. Por razones de seguridad para la cubierta, se ha optado por colocar el generador a una inclinación prácticamente coplanaria con la cubierta y con un ángulo de azimut de 32º, para respetar la misma orientación de las naves.

Para calcular el rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”, PR, se tiene en cuenta las siguientes pérdidas.

- Pérdidas de mismatch o acoplamiento.
- Pérdidas por polvo o suciedad de los módulos.
- Pérdidas angulares y espectrales.
- Pérdidas respecto a la potencia nominal.
- La dependencia de la eficiencia de los módulos fotovoltaicos con la temperatura.
- Las pérdidas óhmicas en el cableado CC y CA de baja tensión y de media tensión.
- Las pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).
- La eficiencia energética del inversor.
- Las pérdidas por disposición del generador y sombreado.

La descripción y magnitud de cada una de estas pérdidas es la siguiente:

#### Pérdidas de mismatch o de conexionado.

Son pérdidas energéticas originadas por la conexión de módulos fotovoltaicos de potencias ligeramente diferentes para formar un generador fotovoltaico.

Este fenómeno cobra especial importancia en la asociación en serie de los módulos solares (strings), dado que cada módulo utilizado en esta instalación de forma individual produce una tensión baja (en torno a 35V en el punto de máxima potencia) se agrupan en serie para llegar a tensiones de trabajo del inversor (405-750Vdc), siendo el módulo de menor corriente de salida el limitante de la intensidad de toda la serie completa.

A su vez las series se agrupan y se conectan en paralelo al inversor, todas las ramas tendrán la misma tensión, si estamos dentro de inversores de un único seguimiento del punto de máximo potencia como el caso del inversor utilizado en este proyecto.

Las pérdidas energéticas por mismatch suelen estar en el rango del 1% al 4%, si los módulos fotovoltaicos son pre-agrupados por sus características eléctricas.

Consideraremos unas pérdidas de mismatch del 4.1%.

#### Pérdidas por polvo y suciedad.

Tienen su origen en la disminución de la potencia de un generador FV por la deposición de polvo y suciedad en la superficie de los módulos FV.

Las pérdidas por polvo en un día determinado pueden ser del 0% al día siguiente de un día de lluvia y llegar al 8% cuando los módulos se “ven muy sucios”. Estas pérdidas dependen de la inclinación de los módulos, cercanías a carreteras, etc....Por ello se recomienda limpiar los módulos si hay bastantes días seguidos sin llover. Se considera que estas pérdidas pueden estar en torno al 2%.

Pérdidas por polvo en los paneles fotovoltaicos: 2.2%.

#### Pérdidas angulares y espectrales.

La potencia nominal de un módulo FV suele estar referida a unas condiciones estándar de medida, STC, que son de 1000 W/m<sup>2</sup> de irradiancia y 25°C de temperatura de célula, implican una incidencia normal y un espectro estándar AM1.5G.

No obstante en la operación habitual de un módulo FV ni la incidencia de la radiación es normal, ni el espectro es estándar durante todo el tiempo de operación. Los módulos de tecnología de capa fina, como son los utilizados en este proyecto, captan mejor la radiación difusa, por lo que estas pérdidas se ven reducidas. Pese a que los módulos no están en disposición horizontal, como la radiación solar sólo aparece en las tablas cuando la intensidad de la radiación supera una intensidad umbral, las pérdidas angulares-espectrales se supondrán del 3,1%.

Pérdidas angulares o espectrales: 3.1 %.

#### Pérdidas por no cumplimiento de la potencia nominal.

Los módulos FV obtenidos de un proceso de fabricación industrial no son todos idénticos. Los fabricantes garantizan que la potencia de un módulo FV de potencia nominal  $P^*$ , está dentro de una banda que oscila entre  $P^* \pm 3\%$ . Y  $P^* \pm 5\%$ . Por ello es de esperar que una vez instalados los módulos la potencia real instalada no coincida con la suma de las potencias de catálogo de cada uno.

Para el caso de los módulos fotovoltaicos seleccionados Sanyo HIT H250E01, el fabricante nos indica un factor de variación respecto a la potencia nominal del módulo de +10% -5%.

Para considerar la posibles pérdidas debidas a este factor, tomaremos un valor conservador, situado en torno al 2.6%

Pérdidas respecto a la potencia nominal: 2.6%.

#### Pérdidas por temperatura de operación.

Los módulos FV presentan unas pérdidas de potencia si su temperatura es superior a las de STC. La temperatura del módulo dependerá de la temperatura ambiente y la irradiación que reciba.

La potencia pico de los módulos se mide en laboratorio con una radiación solar de 1000W/m<sup>2</sup>, una temperatura en la célula solar de 25°C y un espectro solar tipo AM 1,5 que es el normal en Europa. Estas condiciones de laboratorio son difícilmente reproducibles en el funcionamiento cotidiano del módulo solar.

En especial en lo que se refiere a la temperatura de la célula solar que normalmente está 20°C por encima de la temperatura ambiente, este sobrecalentamiento del módulo solar hace que su rendimiento y por lo tanto la potencia útil que es capaz de generar, disminuya.

Para la verificación del funcionamiento de una instalación FV a partir de medidas instantáneas de las condiciones ambientales es necesario que las variaciones derivadas de la temperatura del módulo FV se calculen en el instante de la medición, pudiendo considerar constantes el resto de pérdidas.

Para cada valor de irradiancia,  $G$ , y temperatura ambiente,  $T_a$ , la potencia en el punto de máxima potencia de un generador FV ideal,  $P_m$ , y la temperatura de la célula se puede obtener a partir del valor de la potencia en condiciones STC,  $P_m^*$ .

$$P_m = P_m^* [1 - \delta(T_c - T_c^*)] \quad (2)$$

$$T_c = T_a + \frac{TONC - 20}{800} G \quad (3)$$

Siendo:

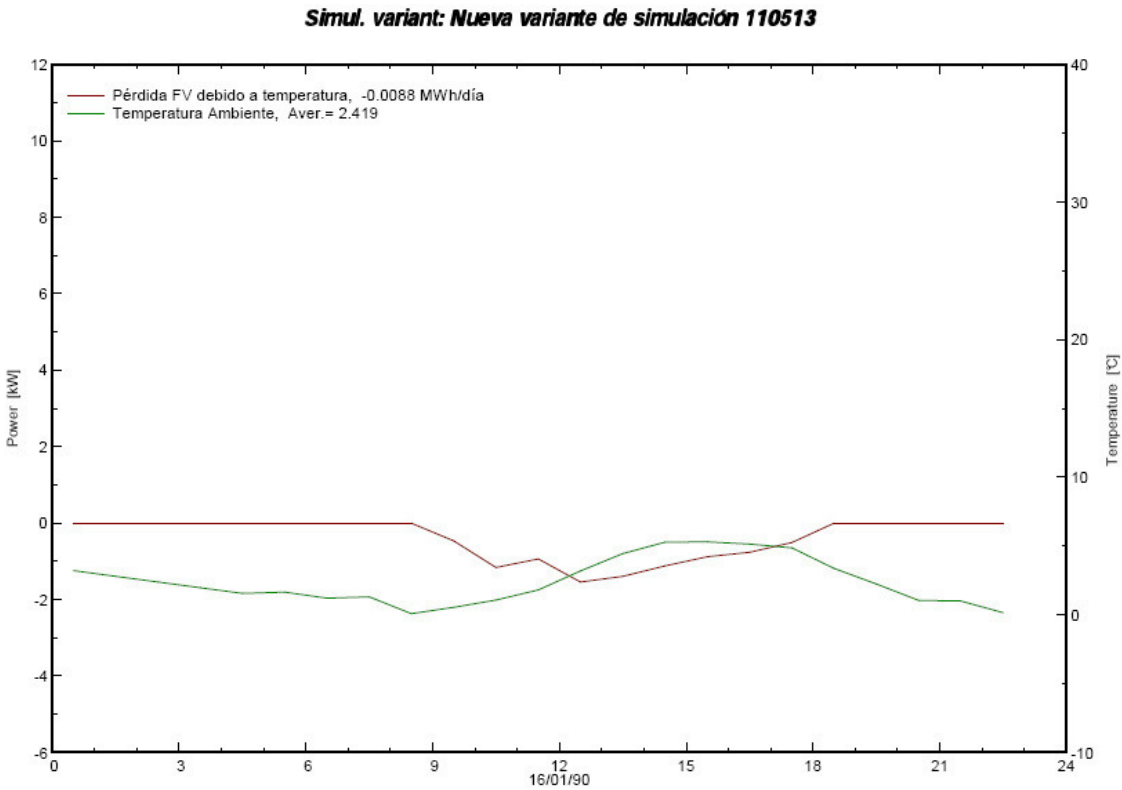
- $T_c$  es la temperatura de célula.
- $T_a$  es la temperatura ambiente.
- $P_m$  es la potencia en el punto de máxima potencia del generador FV.
- $P_m^*$ : potencia pico de la instalación.
- $TONC$  es la temperatura nominal de operación (44° en nuestro caso).
- $\delta$  es el coeficiente de variación con la temperatura de la potencia (siendo -0.3%/°C)
- $G$ : radiación solar incidente.

Según lo indicado en el punto anterior se considerarán constantes los factores de pérdidas escritos a excepción de la temperatura, que modifica sensiblemente la eficiencia del sistema a lo largo del día, y la degradación que reduce la potencia del módulo FV con el paso de los años.

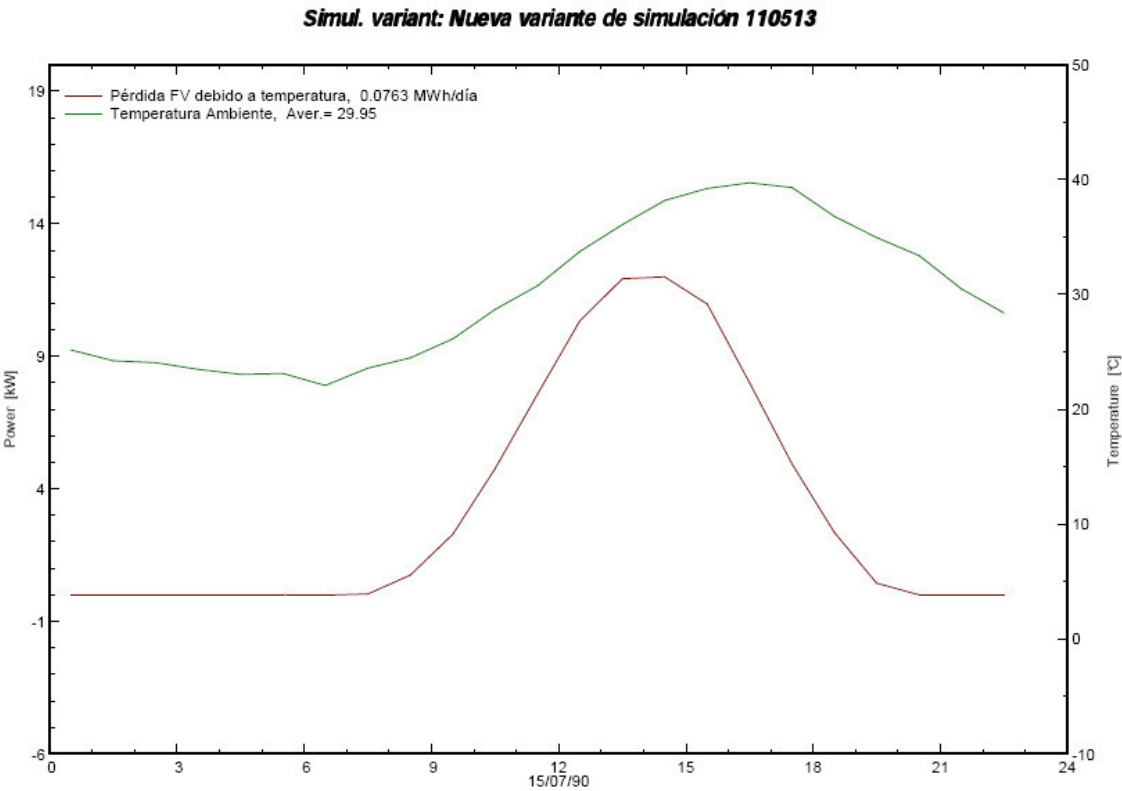
De este modo comprobamos que, aunque la producción del generador fotovoltaico es mayor durante los meses de verano por el mayor nivel de irradiación, el rendimiento del mismo es menor en estos meses por el factor de pérdidas debidas a la temperatura. Como vemos en las siguientes gráficas, si tomamos un día frío, podemos ver que el valor de las pérdidas generadas por temperatura es negativo, es decir, se produce por encima del valor nominal para la irradiancia del momento, consiguiendo un rendimiento superior al 100%.

La primera gráfica correspondiente a una simulación de un día frío de enero, muestra que la energía generada es 8,8KWh/día, superior a la correspondiente a STC.





Si tomamos un día caluroso de verano, el resultado es el siguiente:



El 15 de julio, con temperaturas cercanas a los 42º, las pérdidas en nuestro campo fotovoltaico son aproximadamente de 76KWh/día.

Con el fin de minimizar el valor de las pérdidas por temperatura, los módulos se colocarán respetando un espacio entre los mismos y la cubierta, permitiendo la circulación de aire en este espacio y provocando una óptima refrigeración de los mismos.

Considerando un ratio anual del valor de la potencia generada con la temperatura, podemos establecer el siguiente valor:

Pérdida de rendimiento debida a la temperatura: 4.9%.

#### Consideración de la degradación.

Los módulos solares sufren una degradación con el tiempo que disminuye su potencia nominal. Esta degradación es especialmente importante en los primeros momentos en los que se expone el módulo al Sol, siendo más suave a lo largo de su vida.

Dado que los módulos se degradan con el tiempo, se corregirá el PR de la siguiente manera.

- 0.995 para el primer año.
- 0.99 para el segundo año.
- 0.985 para el tercer año.
- 0.98 para el cuarto año.
- 0.975 para el quinto año.

Donde:

- dg es el factor corrector en función de la degradación de los módulos.

#### Las pérdidas óhmicas en el cableado CC, CA de baja tensión y de media tensión.

Tanto en la parte DC y AC de baja tensión como en la parte de media tensión se producen pérdidas originadas por las caídas de tensión en el cableado.

Los conductores de la parte de CC deberán tener una caída de tensión inferior del 1,5%, mientras que en la parte de CA, dichas pérdidas deberán ser inferiores al 2%, cumpliendo con el Pliego de Condiciones Técnicas de instalaciones conectadas a red (PCT-C).

El cableado y por lo tanto las pérdidas en el mismo serán las siguientes:

Corriente Continua

Tipo de cable	Función del cable
Cable XLPE de 4 mm <sup>2</sup> de Cu	Cable de los módulos para formar strings
Cable XLPE de 6 mm <sup>2</sup> de Cu	Desde cuadros de strings hasta inversor
Cable XLPE de 50 mm <sup>2</sup> de Cu	Entre inversor y armario conexión CA

## Corriente Alterna

Tipo de cable	Función del cable
Cable RV-K de 2x70 mm <sup>2</sup> de Cu	Entre inversor y cuadro

Consideraremos unas pérdidas globales en el cableado del 0.8%+0.8%. (CC + CA)

Pérdidas por errores en el seguimiento del punto de máxima potencia (MPPT).

El inversor fotovoltaico de conexión a red tiene un dispositivo electrónico de seguimiento del punto de máxima potencia del generador FV cuyos algoritmos de control pueden variar entre diferentes modelos y fabricantes. Un error en el seguimiento de este punto implica una pérdida de generación de energía.

El valor de estas pérdidas queda comprendido en el porcentaje global de pérdidas producidas en el inversor.

Eficiencia energética del inversor.

El inversor, que es el componente que mediante transformaciones electrónicas, transforma la energía en corriente continua procedente de los módulos en corriente alterna compatible con la red de suministro. El simple efecto Joule hace que el inversor sufra unas pérdidas en el proceso de transformación de dicha energía.

El rendimiento europeo del inversor es mayor de 96%. Este rendimiento tiene en cuenta los diferentes rendimientos del inversor a distinta carga del sistema. Así como las pérdidas en el propio transformador del inversor.

Con un correcto dimensionamiento conseguiremos reducir al 0% las pérdidas en el inversor por sobrecarga o por trabajar fuera de los rangos de V e I exigidos por el mismo.

Por todo ello se considera:

Pérdidas debidas a la eficiencia media del inversor = 5.2%

Las pérdidas por disposición del generador y sombras.

Los módulos se colocan con la orientación de la cubierta de la nave y paralelos a la misma, es decir, azimut 32º respecto al sur e inclinación de 15º. Esto conlleva que no se generan pérdidas por sombreado de unos módulos a otros.

Debido a la presencia de edificios a cierta distancia y tomando un ángulo de los mismos en el horizonte respecto al generador FV de 5º aparecen pérdidas al amanecer y atardecer en ciertas épocas del año.

Pérdidas por sombreado = 0%

Pérdidas por sombras lejanas y obstáculos = 1,2%

### Pérdidas generales y Performance Ratio.

Teniendo en cuenta las pérdidas que podemos considerar constantes y teniendo en cuenta el rendimiento por temperatura del generador fotovoltaico, obtenemos un PR para nuestra instalación fotovoltaica del 76,2%, valor más que aceptable.

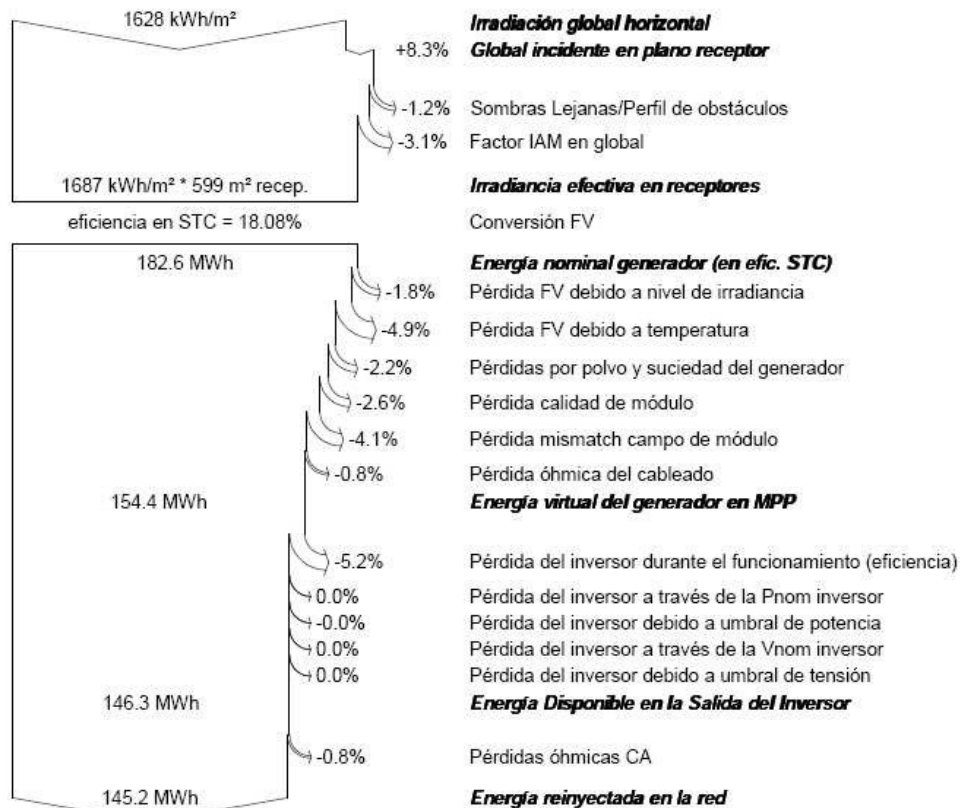
Quedan excluidos de este concepto, los autoconsumos derivados de la planta, la degradación de los módulos y la disponibilidad de la planta.

En la siguiente tabla y gráfica se muestra el cálculo del PR y un resumen de pérdidas de la instalación.

### **Nueva variante de simulación 110513** **Pérdidas Detalladas del Sistema**

	<b>SoiLss</b>	<b>ModQual</b>	<b>MisLoss</b>	<b>OhmLoss</b>	<b>EArMPP</b>	<b>InvLoss</b>	<b>EACOhmL</b>
	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh	kWh
<b>Enero</b>	169.8	197.9	308.5	37.9	7019	445.1	37.6
<b>Febrero</b>	232.6	271.1	422.9	71.8	9684	511.7	69.1
<b>Marzo</b>	342.7	399.5	623.4	121.9	14316	707.1	113.7
<b>Abril</b>	373.1	435.0	678.7	136.6	15586	768.9	125.2
<b>Mayo</b>	414.6	483.3	754.2	159.4	17315	876.3	140.8
<b>Junio</b>	434.8	507.0	791.4	182.6	18188	896.5	154.2
<b>Julio</b>	443.2	516.8	806.7	188.4	18529	914.2	156.7
<b>Agosto</b>	399.4	465.7	726.8	162.1	16673	843.5	136.4
<b>Septiembre</b>	332.9	388.0	605.4	120.6	13868	691.8	105.8
<b>Octubre</b>	249.2	290.4	452.9	70.9	10331	552.6	65.4
<b>Noviembre</b>	171.6	199.9	311.7	40.2	7086	446.8	38.7
<b>Diciembre</b>	140.1	163.2	254.5	26.5	5774	387.9	26.3
<b>Año</b>	3704.0	4317.8	6737.1	1318.9	154370	8042.2	1169.9

Leyendas:	SoiLss	Pérdidas por polvo y suciedad del generador
	ModQual	Pérdida calidad de módulo
	MisLoss	Pérdida mismatch campo de módulo
	OhmLoss	Pérdida óhmica del cableado
	EArMPP	Energía virtual del generador en MPP
	InvLoss	Pérdidas globales inversor
	EACOhmL	Pérdidas óhmicas CA

**Diagrama de pérdida durante todo el año****6.4.8.2. Simulación de generación.PVsyst.**

La estimación de la energía inyectada se ha realizado de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$E_p = [G_{dm}(\alpha, \beta) * P_{mp} * PR] / G_{CEM} \text{ (en kWh/día)} \quad (4)$$

Siendo:

- $G_{dm}(\alpha, \beta)$  = valor medio mensual y anual de la irradiación diaria sobre el plano generador en kWh/(m²·día).
- $P_{mp}$  = Potencia pico del generador.
- PR = Rendimiento energético de la instalación o “performance ratio”.
- $G_{CEM}$  = 1 Kw/m² en Condiciones Standard de Medida.

Las condiciones Standard de medida son una irradiancia de 1000 W/m², una distribución espectral AM de 1,5 y una temperatura de las células de 25 °C.

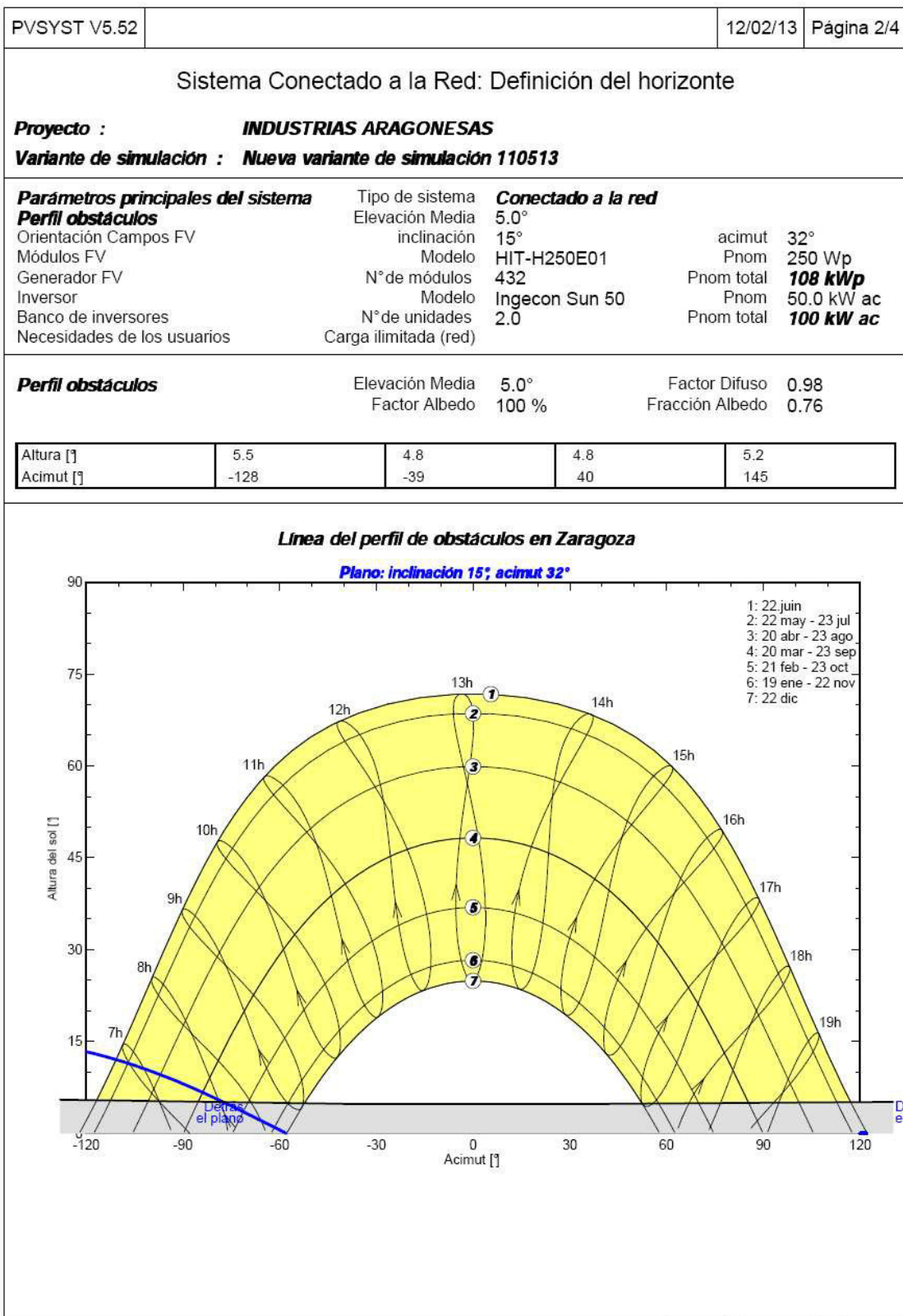
La potencia nominal de la instalación es de 100 Kw y la potencia pico total de nuestra instalación es de 108 **KWp**.

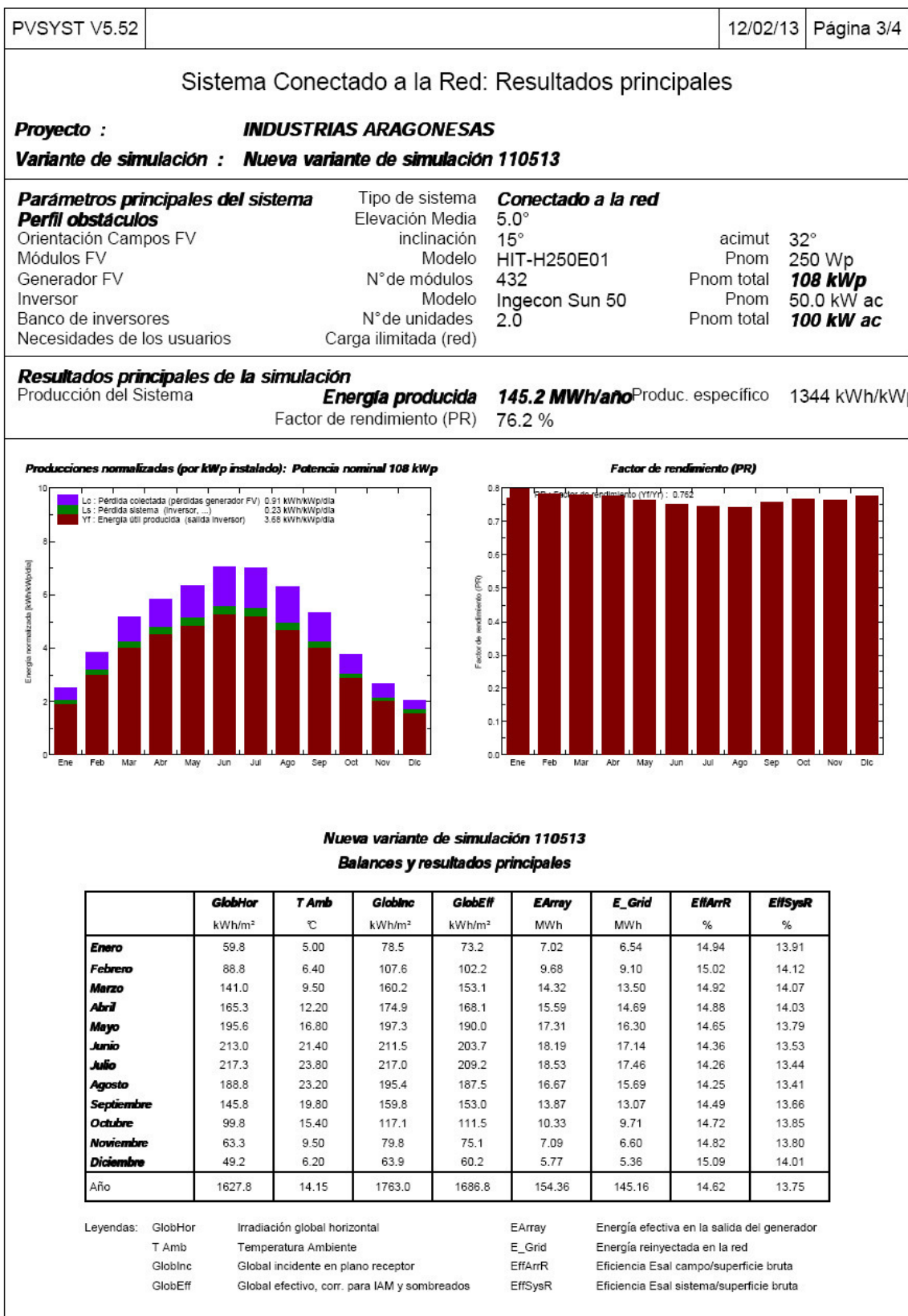
Teniendo en cuenta estos datos y según la simulación obtenida con PVSyst, se obtiene una energía producida anual de **142.500 KWh.**

PVSYST V5.52			12/02/13	Página 1/4
Sistema Conectado a la Red: Parámetros de la simulación				
<b>Proyecto : INDUSTRIAS ARAGONESAS</b>				
<b>Lugar geográfico</b>		<b>Zaragoza</b>	<b>País</b>	<b>España</b>
<b>Ubicación</b>		Latitud 41.7°N	Longitud	0.8°W
Hora definido como		Hora Legal	Huso hor. UT+1	Altitud 202 m
		Albedo 0.20		
<b>Datos climatológicos : Zaragoza, Síntesis datos por hora</b>				
<b>Variante de simulación : Nueva variante de simulación 110513</b>				
		Fecha de simulación	12/02/13 17h30	
<b>Parámetros de la simulación</b>				
<b>Orientación Plano Receptor</b>		Inclinación 15°	Acimut	32°
<b>Perfil obstáculos</b>		Elevación Media 5.0°		
<b>Sombras cercanas</b>		Sin sombreado		
<b>Características generador FV</b>				
<b>Módulo FV</b>		HIT	Modelo	<b>HIT-H250E01</b>
			Fabricante	Sanyo
Número de módulos FV		En serie	18 módulos	En paralelo 24 cadenas
Nº total de módulos FV		Nº módulos	432	Pnom unitaria 250 Wp
Potencia global generador		Nominal (STC)	<b>108 kWp</b>	En cond. funciona. 100 kWp (50°C)
Caract. funcionamiento del generador (50°C)		V mpp	580 V	I mpp 172 A
Superficie total		Superficie módulos	<b>599 m²</b>	
<b>Inversor</b>				
			Modelo	<b>Ingecon Sun 50</b>
			Fabricante	Ingeteam
Características		Tensión Funciona.	405-750 V	Pnom unitaria 50 kW AC
Banco de inversores		Nº de inversores	2 unidades	Potencia total 100 kW AC
<b>Factores de pérdida Generador FV</b>				
Factor de pérdidas térmicas		Uc (const)	20.0 W/m²K	Uv (viento) 0.0 W/m²K / m/s
=> Temp. Opera. Nom. Cél. (G=800 W/m², Tamb=20°C, Viento=1m/s)				TONC 56 °C
Pérdida Óhmica en el Cableado		Res. global generador	54 mOhm	Fracción de Pérdidas 1.5 % en STC
Pérdidas por polvo y suciedad del generador				Fracción de Pérdidas 2.1 %
Pérdida Calidad Módulo				Fracción de Pérdidas 2.5 %
Pérdidas Mismatch Módulos				Fracción de Pérdidas 2.0 % en MPP
Efecto de incidencia, parametrización ASHRAE		IAM =	1 - bo (1/cos i - 1)	Parámetro bo 0.05
<b>Factores de pérdida del sistema</b>				
Pérdida Óhmica en el Cableado		Cables	80 m 3x70 mm²	Fracción de Pérdidas 1.6 % en STC
<b>Necesidades de los usuarios : Carga ilimitada (red)</b>				

Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

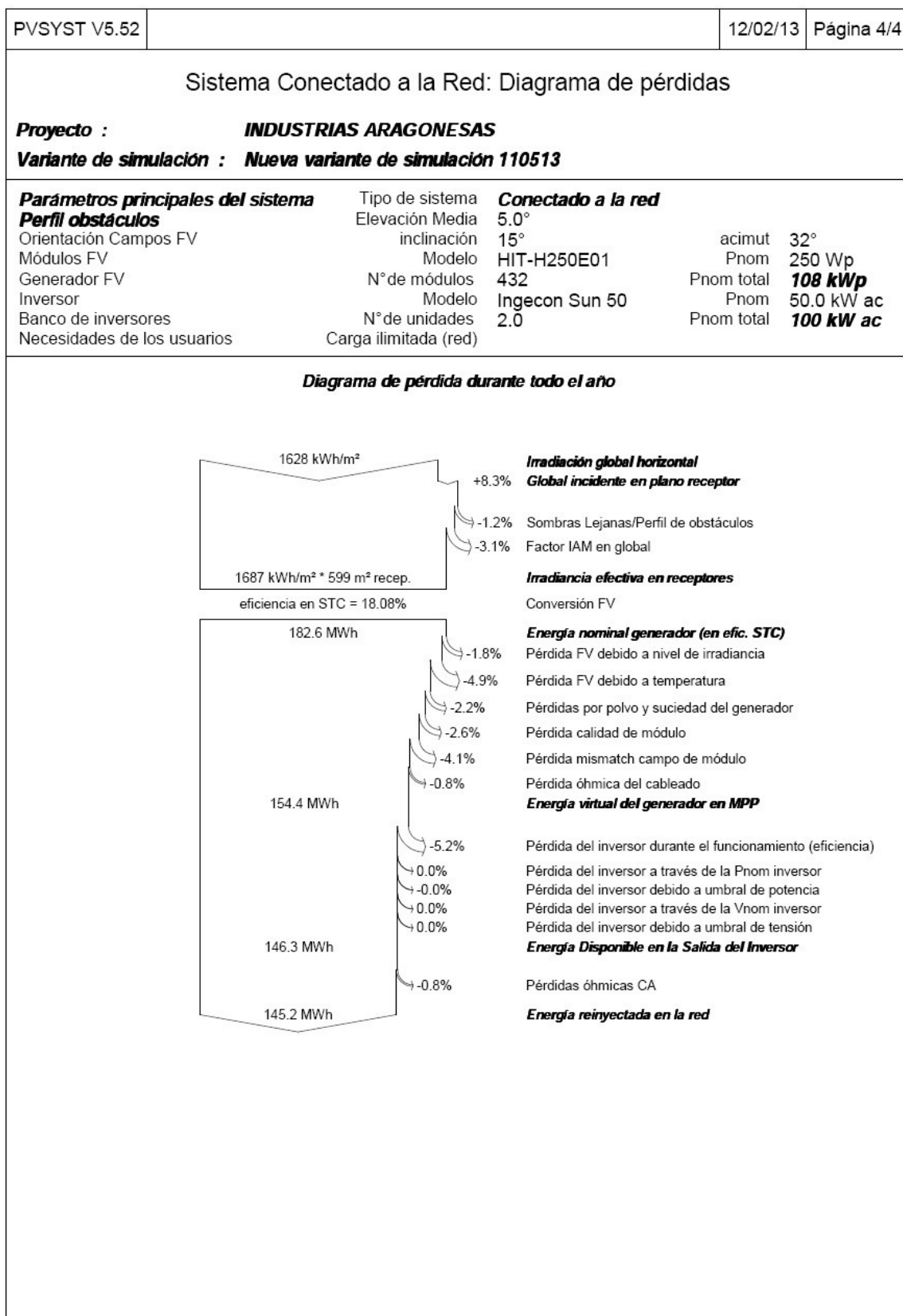






Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.





Traducción sin garantía. Sólo el texto inglés está garantizado.

#### 6.4.9. MONITORIZACIÓN, ESTACIÓN METEOROLÓGICA Y DATA LOGGER.

Para la supervisión del funcionamiento y explotación del parque fotovoltaico se utilizará el software incluido con el propio inversor.

La monitorización de la planta fotovoltaica ofrece la información transmitida por los inversores fotovoltaicos para ayudarle a analizar sus datos de forma rápida, fácil y rentable. Esto permite una evaluación exacta de la rentabilidad y la optimización del rendimiento técnico de todo el sistema y también mantener su rentabilidad a largo plazo.

La estación meteorológica es un componente importante en el logro de control óptimo de la planta.

La estación meteorológica consta de un sensor de temperatura exterior, un sensor de radiación solar y un sensor de temperatura de la célula / módulo.

El funcionamiento coordinado de estos sensores le permite generar y evaluar una gran variedad de datos. Si es necesario, también puede conectar otros sensores (como el sensor de viento).

Una aplicación útil de la estación meteorológica, por ejemplo, es ayudarle a determinar si el sistema está generando un rendimiento óptimo desde el actual nivel de insolación.



Figura 48. Sensor en campo FV. Estación meteorológica y data logger.



Datalogger.

Recoge datos del inversor, la estación meteorológica y / o los sensores de corriente en las cajas de conexión y los envía a un portal de Internet.

El portal permite acceder a todos los datos importantes de la instalación fotovoltaica y los presenta gráficamente. Por lo tanto, la situación de rendimiento (estimación / comparaciones

reales) y la operación de la planta se pueden ver de manera remota, y permite una rápida actuación ante eventuales problemas que puedan surgir en su explotación.

Los sistemas fotovoltaicos pueden sufrir daños como resultado de los componentes defectuosos (por ejemplo, fisurado de las células) o como resultado de influencias externas como los rayos. Independientemente de la causa del daño, muchos inversores y operadores quieren un método de reducir al mínimo los plazos de respuesta.

Con el apoyo del sistema de monitorización y los datos residentes en el datalogger, las fallas en el campo fotovoltaico pueden ser rastreadas de forma rápida y fiable.

Beneficios del sistema de monitorización:

- Las fallas o deficiencias en el campo fotovoltaico se identifican inmediatamente.
- No hay instrumentación y por lo tanto no hay necesidad de cableado de datos en el campo fotovoltaico.
- A diferencia de otros métodos de medición de campo, esta tecnología es resistente a los rayos

#### **6.4.10. PLAN DE SEGURIDAD Y SALUD.**

El montaje de la instalación en las cubiertas de los edificios requerirá la ejecución de todos los elementos recogidos en el correspondiente proyecto de seguridad y salud (fuera del alcance del presente proyecto) que es necesario para la correcta ejecución de las obras.

El proyecto a realizar contemplará las instalaciones de seguridad y salud necesarias para la fase de ejecución. Las mismas quedarán como parte integrante de la instalación de la cubierta para servir en sistemas de seguridad durante la fase de explotación.

Para la fase de ejecución de la instalación fotovoltaica, se requerirán sistemas de refuerzo en la cubierta mediante pasarelas, protección de huecos y lucernarios mediante vallas, sistema de anclaje para operarios mediante líneas de vida para amarre y anclaje de arneses, sistema de señalización y balizamiento, y todos aquellos elementos de protección que se requieran para la protección de operarios durante la elevación de material hasta las cubiertas.

En la fase de explotación y para el correcto funcionamiento de la instalación fotovoltaica hace falta la intervención de una empresa de mantenimiento que lleve a cabo el mantenimiento preventivo y predictivo necesario.

En caso de necesidad, la empresa instaladora efectuará las reparaciones oportunas para el perfecto funcionamiento del sistema. Estas operaciones requerirán la presencia de operarios en la cubierta del edificio y su movimiento entre las instalaciones FV, debiéndose disponer de los sistemas de seguridad y salud necesarios, ya sea por cuenta de la empresa de mantenimiento o por parte del propietario de la edificación.

**6.4.11. PRESUPUESTO.**

En este punto desglosaremos el precio de cada uno de los componentes que conforman la instalación fotovoltaica, desde los materiales hasta la mano de obra.

Al plantearse la instalación con la finalidad de evaluar la posibilidad de un autoabastecimiento en una de las secciones de la empresa, no vamos a realizar el estudio de viabilidad económica con las primas vigentes, VAN, TIR etc.

<b>PRESUPUESTO</b>				
<b>Capítulo</b>	<b>Descripción</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Pneto Unitario</b>	<b>Pneto Total</b>
<b>Generador Fotovoltaico</b>				
	Módulo fotovoltaico Sanyo, modelo HIT H250E01	432	150	66960 €
	Inversor INGETEAM INGECON SUN 50	2	5000	10.000 €
	Estructura de anclaje y soporte	1	28000	28.000 €
	Total Cableado VCC	1	2500	2.500 €
	Cajas de strings NIVEL 1	8	255	2.040 €
	Total cableado VCA	1	600	600 €
	Armario BT VCA	1	2500	2.500 €
	Estación meteorológica y data logger	1	3700	2700 €
<b>Mano de obra e instalación de equipos</b>				
	Instalación generador fotovoltaico y equipos auxiliares	1	25000	25.000 €
<b>Proyecto y legalización</b>				
	Proyecto de ingeniería, legalización y dirección de obra	1	7500	6000 €
	Seguridad y salud	1	5000	4.000 €
<b>TOTAL PROYECTO</b>				<b>145.970 €</b>
<b>Gastos Generales</b>				
	Gastos adicionales 4%			5838 €
<b>TOTAL</b>				<b>151.808 €</b>
	IVA 21%			31.879 €
<b>TOTAL CON IVA</b>				<b>183.687 €</b>

#### 6.4.11. ESTUDIO DEL BALANCE NETO EN PLANTA DE PINTURA.

La instalación fotovoltaica proyectada en el capítulo anterior tiene por objeto evaluar la posibilidad del auto abastecimiento a lo largo del año (balance neto) de una zona concreta de la planta a estudio.

Se plantea como una optimización energética más, no como una planta de generación energética convencional.

Se intentará mostrar la sostenibilidad a nivel energético y económico de una planta industrial de pequeño tamaño autoabastecida con un sistema de generación propio, en nuestro caso una planta fotovoltaica sobre cubierta.

El dimensionamiento de la planta fotovoltaica atiende a la actual legislación de las instalaciones de generación para consumo propio marcada por el RD1699/2011. Este Real Decreto indica las características técnicas que deben de cumplir las instalaciones de generación orientadas hacia el autoconsumo.

Aunque el mercado energético sigue pendiente de un nuevo Real Decreto que determine la manera en la que se van a legislar y se van a encuadrar en el mercado este tipo de instalaciones, como hemos visto, ya se han establecido unas líneas que se han intentado seguir al máximo en este proyecto.

En marzo de 2012, se publicó un proyecto de Real Decreto para la gestión del autoconsumo-balance neto a nivel administrativo, que seguía las siguientes líneas principales:

- El consumidor enviará a la red eléctrica la energía generada y no consumida.
- Esta cesión no llevará aparejada ninguna contraprestación económica.
- La cesión generará unos derechos de consumo futuro, que podrán ser utilizados durante los siguientes 12 meses.
- La energía adquirida por el consumidor a la empresa suministradora se compensará hasta que se iguale a los derechos de consumo acumulados, en el mismo periodo tarifario.
- La energía consumida hasta igualar los derechos adquiridos no tendrá coste para el consumidor.
- El consumidor sólo deberá pagar el peaje de acceso y el coste del servicio de balance neto cuyo máximo será establecido por el Ministerio.
- El precio del resto de la energía será establecido por las empresas suministradoras/comercializadoras.
- Las empresas comercializadoras están obligadas a llevar una contabilidad de la energía exportada a la red y consumida.
- La facturación se realizará mensualmente y en base a lecturas reales.
- La compensación entre la energía vertida a la red y la consumida se realizará mensualmente.

La primera línea a seguir es la limitación en potencia (100KW) para una instalación fotovoltaica sobre cubierta, por este motivo, y dado que la empresa a estudio tiene una magnitud de consumo muy superior a esta limitación, se plantea el estudio de balance neto en una zona

independiente de la planta, la nave de pintura y lacado, que cuenta con una potencia de acometida de 200KW aproximadamente.

La nave de lacado es una zona de la planta dedicada al tratamiento superficial del perfil de aluminio extruido en un proceso totalmente automatizado.

Al ser una zona auxiliar de producción, trabaja normalmente en base a la demanda de producto, que aunque bastante lineal, no ocupa lo suficiente para el funcionamiento de la línea a tres turnos.

La nave de lacado trabaja normalmente a pleno rendimiento de lunes a jueves en turno central (de 8 a 14h) y el viernes por la mañana (de 8 a 13h), el resto del tiempo se destina a la carga y descarga del material a tratar. El viernes por la tarde se dedica a limpieza, mantenimiento y recarga de las máquinas.

Este ritmo de trabajo supone unas 29 horas semanales de funcionamiento, que por 46 semanas de utilización al año, implican 1.334h de funcionamiento anuales.

La nave de lacado cuenta con una acometida de 200KW de potencia instantánea, la cual, en los momentos de pleno rendimiento, implica un factor de utilización de 0,6, es decir el 60% de la potencia disponible.

El resultado de estas estimaciones es que la nave consume al año:

$$1334h \times 200KW \times 0.6 = 160.080 \text{ KWh}$$

Debemos tener en cuenta que la línea trabaja en las líneas centrales del día, y que no trabaja el mes de agosto, por lo que el precio del KWh que consume es notablemente superior precio medio que calculamos para la estimación del precio del KWh.

Para el cálculo económico utilizaremos un precio medio del KWh de 8,5 c€.

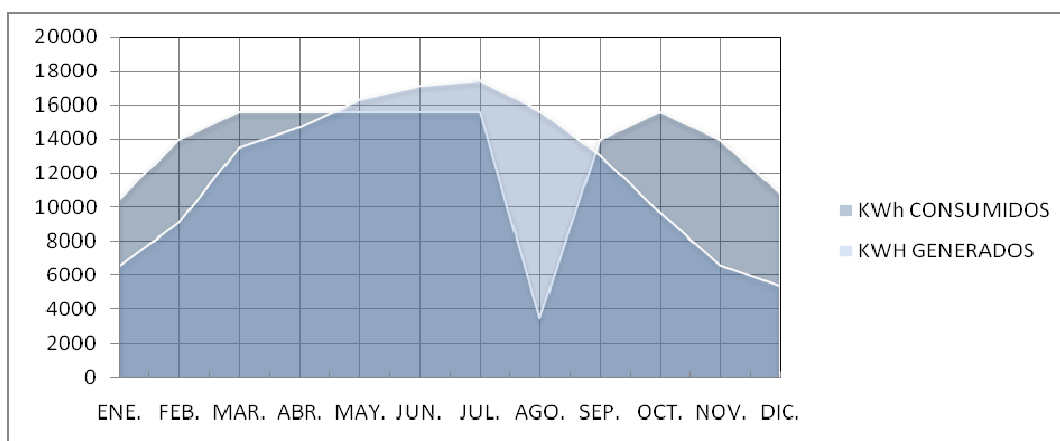
Desde la instalación fotovoltaica se llevará la energía generada hasta el armario de distribución eléctrica de la planta de lacado, donde estará disponible para los equipos que estén consumiendo en ese momento.

Cuando el consumo de la planta sea superior a la generación, se conseguirá el restante de energía de la red. En los momentos en que la generación sea superior al consumo instantáneo, la energía excedente estará a disposición del resto de la planta industrial para ser consumida donde se requiera en ese momento.

El control del balance total generación/consumo de la planta de lacado, se realizará mediante un analizador Sentron Pac 3200 como los mostrados en el capítulo anterior, que al contar con contador de energía bidireccional, podrá identificar el resultado de cuanta energía ha consumido el conjunto planta de lacado + generador fotovoltaico .

La comparativa de consumo-generación a lo largo del año es la siguiente:

KWH	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC	ANUAL
<b>HORAS</b>	87	116	130	130	130	130	130	29	116	130	116	90	
<b>KWH CONSUMO</b>	10440	13920	15600	15600	15600	15600	15600	3480	13920	15600	13920	10800	<b>160080</b>
<b>KWH GENERADOS</b>	6540	9100	13500	14690	16300	17140	17460	15690	13070	9710	6600	5360	<b>145160</b>
<b>BALANCE</b>	NEG	NEG	NEG	NEG	POS	POS	POS	POS	NEG	NEG	NEG	NEG	
<b>% AUTOCON</b>	62,64%	65,37%	86,54%	94,17%	104,49%	109,87%	111,92%	450,86%	93,89%	62,24%	47,41%	49,63%	90,68%



#### RESULTADO:

En la comparativa podemos comprobar que hay 4 meses al año en los que la producción de la fotovoltaica es superior al consumo propio de la planta de pintura. En los 8 meses restantes, el balance es negativo, siendo superior el consumo a la generación.

En el global de todo el año, el autoabastecimiento de la planta de lacado llega al 90,68%.

En el aspecto económico, con los datos de generación, valor del KWh medio, precio de la instalación fotovoltaica, estableceremos el periodo de retorno de la inversión, ahorro al final de la vida útil de la misma y volumen de CO<sub>2</sub> no emitido a la atmósfera.

Para ello, aplicaremos una tasa del 1500€ anuales en base a gastos de mantenimiento.

<b>AHORRO ECONÓMICO ANUAL:</b>	<b>12.338€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>151.808€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>13.8 años</b>
<b>VIDA ÚTIL INSTALACIÓN:</b>	<b>25 años</b>
<b>AHORRO FIN VIDA ÚTIL:</b>	<b>120.000€</b>
<b>REDUCCIÓN CO<sub>2</sub> ANUAL:</b>	<b>34.49 Ton.</b>

## 7. OTRAS MEJORAS ENERGÉTICAS.

### 7.1. SISTEMA DE RECOGIDA DE AGUAS PLUVIALES.

Como vimos en el apartado de consumos energéticos, existe un consumo de agua más o menos constante a lo largo del año debido a la planta de lacado, refrigeración del tocho extruido mediante túnel de agua y consumo de boca.

El consumo anual (en el último año completo) ha sido el siguiente:

M3	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEPT	OCT	NOV	DIC
	168	126	204	138	222	414	360	54	408	216	162	240
<b>3,19 €/m3</b>	535,92	401,94	650,76	440,22	708,18	1320,7	1148,4	172,26	1301,5	689,04	516,78	765,6
<b>TOTAL €.</b>											<b>2.712</b>	
<b>TOTAL m3.</b>											<b>8.651</b>	

Se estima que el 90% del consumo anual de la planta se dedica al proceso industrial. Aproximadamente unos 8000 m3.

Como podemos ver, el consumo es constante y se incrementa en los meses más calurosos, debido a la utilización del túnel de refrigeración.

La planta cuenta con una depuradora destinada al tratamiento del agua utilizada en la planta de lacado y pintura.

Teniendo en cuenta la gran superficie cubierta que abarcan las diferentes naves de la planta (casi 9000 m2) y contando con que todas ellas disponen de sistema de canalización del agua caída en cubierta para verterla al alcantarillado, se propone una sencilla solución para recoger parte de esta agua.

Después de filtrarla y tratarla, aprovechando la depuradora existente, podrá ser utilizada en el proceso industrial.

En la planta existen dos aljibes subterráneos que tienen varios propósitos:

- Depósito de reserva en caso de fallo de suministro de la red.
- Agua de refrigeración de las prensas.
- Suministro a la planta de pintura y a los túneles de agua de refrigeración.

Desde estos aljibes existen por la planta redes de distribución, que dan suministro a cada uno de los consumidores.

El sistema propuesto consiste en unir las canalizaciones existentes de evacuación de las cubiertas para dirigir las a los aljibes por gravedad.

La reforma consistirá en reubicar ciertas bajantes de la canalización existentes y crear algunos tramos nuevos para unir el circuito.

Antes de llegar a ellos, el agua recuperada pasará por filtros, con el fin de eliminar las impurezas más importantes que pudiese haber en la cubierta.



La situación de los aljibes y de los puntos de vertido de agua al alcantarillado en las plantas es la siguiente:

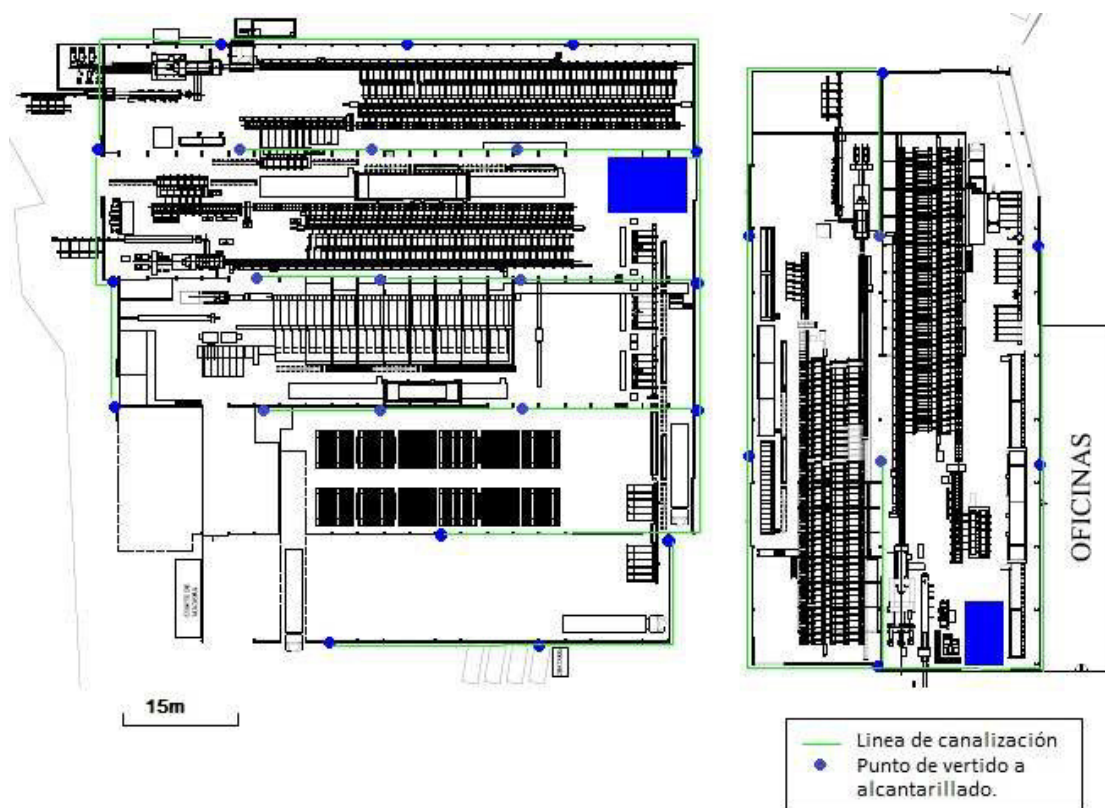


Figura 49. Red de recogida de pluviales.

La pluviosidad media en Zaragoza es de 320l/m<sup>2</sup> al año, el aprovechamiento de estos sistemas de recuperación de pluviales suele rondar el 90-95% del agua caída. Siendo así, y teniendo en cuenta una superficie de aprovechamiento de unos 10.000m<sup>2</sup>, podrían recogerse hasta 3000m<sup>3</sup> al año, lo que supone el 38% del agua consumida en proceso.

La estimación de costes y periodo de retorno de la mejora es la siguiente:

<b>AHORRO ENERGÉTICO:</b>	<b>3.000m<sup>3</sup> agua</b>
<b>AHORRO ECONÓMICO:</b>	<b>9.570€</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>25.000€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>2.61 años</b>

La importancia de esta mejora reside en el valor medioambiental de la misma. Dará valor a un recurso escaso (sobre todo en la zona en la que se ubica la planta), como es el agua, recurso que por su bajo coste se desprecia en muchas ocasiones, al mismo tiempo, mejoraremos la imagen medioambiental de la empresa.

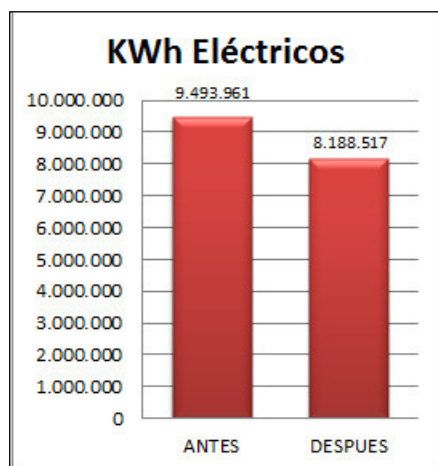
## 8. RESUMEN DE RESULTADOS ENERGÉTICOS, ECONÓMICOS Y MEDIOAMBIENTALES. CONCLUSIONES Y REFLEXIÓN.

A continuación se muestra un resumen de las mejoras energéticas propuestas, con sus correspondientes ahorros energéticos y económicos.

Posteriormente se enfrentarán los datos totales de las mejoras frente a los consumos iniciales para ver qué porcentaje de mejora representa en cada campo.

También se presenta el periodo promedio de retorno de inversión del conjunto de mejora.

SISTEMAS ELÉCTRICOS						
NOMBRE DE LA MEJORA	AHORRO KWh	AHORRO €	AHORRO Kg CO2	INVERSIÓN	RETORNO (años)	DIFICULTAD
NEGOCIACIÓN CONTRATO	0	10.329€	0	0€	0	BAJA
MONITORIZACIÓN ENERGÉTICA	94949	6.637,00 €	15761,5	10.240,00 €	1,54	BAJA
GESTIÓN REFRIGERACIÓN DE PERFILES	352.308	24.626,00 €	58483,1	57.000,00 €	2,31	MEDIA
ILUMINACION OFICINAS KNX	30.436	2.127,48 €	5052,4	6.588,00 €	3,10	MEDIA
ILUMINACIÓN DE PLANTA Y EXTERIORES	136.290	9.526,00 €	22624,1	38.810,00 €	4,07	BAJA
CAMBIO DE MOTORES DE PRENSAS	518.172	36.220,00 €	86016,6	143.500,00 €	3,96	MEDIA
VARIADORES DE FRECUENCIA EN HORNOS	95.623	6.684,00 €	15873,4	43.200,00 €	6,46	ALTA
REPARACIÓN FUGAS AIRE COMPRIMIDO	4.838	338,00 €	803,1	500,00 €	1,48	BAJA
TOMAS DE AIRE FRESCO COMPRESORES	10.108	706,00 €	1677,9	1.000,00 €	1,42	BAJA
GESTION EN CASCADA COMPRESORES. VARIADOR.	36.720	2.566,00 €	6095,5	6.050,00 €	2,36	ALTA
RECUPERACIÓN DE CALOR DE REFRIGERACIÓN DE COMPRESOR 110KW.	26.000	1.817,40 €	4316,0	7.000,00 €	3,85	MEDIA
<b>TOTALES</b>	<b>1.305.444</b>	<b>101.577</b>	<b>216.704</b>	<b>313.888 €</b>	<b>3,09</b>	<i>(Promedio)</i>
FOTOVOLTAICA AUTOCONSUMO	142.500	12.338	34.490	151.808	13.8	ALTA



Para esta valoración, y dado su carácter especial sobre todo por la actual imposibilidad a nivel legal de llevar a cabo una instalación de este tipo, trataremos de manera independiente la instalación de la fotovoltaica sobre cubierta para consumo propio.

Analizando los datos obtenidos, vemos como la mejora en el consumo de energía eléctrica es de un 13.75%. Lo que supone una reducción de más de 1.300 MWh al año.

En el terreno económico, se logran unos ahorros anuales de 101.577€ que sobre un total del término de energía de 606.590.58€ representan el 16.74%.

Sobre el total de término de potencia y término de energía de 691.858€, las mejoras propuestas supondrían un 14,68% de reducción en la parte económica.

Respecto a las emisiones de dióxido de carbono, con las medidas presentadas y con el mix energético del último año 2012 (0.242KgCO<sub>2</sub>/KWh), se estima un ahorro de 336 Ton de CO<sub>2</sub> al año.

El periodo de retorno medio de las mejoras energéticas propuestas es de 3,09 años.

En un balance a largo plazo, por ejemplo a 10 años, y estimando un 20% anual de la inversión realizada en costes de mantenimiento, se estiman unos beneficios netos de unos 650.000€. (Sin contar las posibles fluctuaciones de los costes energéticos).

<b>AHORRO ECONÓMICO ANUAL:</b>	<b>12.338€</b>
<b>AHORRO KWh:</b>	<b>142.500KWh</b>
<b>INVERSIÓN:</b>	<b>151.808€</b>
<b>PAY BACK:</b>	<b>13.8 años</b>
<b>VIDA ÚTIL INSTALACIÓN:</b>	<b>25 años</b>
<b>AHORRO FIN VIDA ÚTIL:</b>	<b>120.000€</b>
<b>REDUCCIÓN CO2 ANUAL:</b>	<b>34.49 Ton.</b>

Las conclusiones que podemos extraer tras analizar los datos obtenidos son que las mejoras energéticas a realizar en el sistema eléctrico son factibles a nivel técnico, económico y de periodo de retorno.

Un plazo de retorno de la inversión medio de 3,09 años es razonablemente bueno como para plantearse la optimización de la planta.

Además de ello, las mejoras contribuyen activamente a la modernización de la instalación y a la reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y otras sustancias tóxicas a la atmósfera, lo que mejora notablemente el balance medioambiental de la empresa.

Por otro lado y sobre todo motivado por el bajo precio del KWh al que la empresa a estudio compra la energía, es difícil contemplar desde la perspectiva económica la inversión en la planta fotovoltaica. Sería más razonable para un consumidor medio con un precio medio del KWh de 13-15 c€, lo cual reduciría el plazo de amortización considerablemente.

Tras la realización del proyecto, la reflexión principal es que la coyuntura económica y medioambiental actual, obliga a las empresas a optimizar sus instalaciones en búsqueda de la máxima eficiencia.

Lejos queda la época de revolución industrial, en que las fábricas se orientaban hacia la máxima producción, sin tener en cuenta los costes energéticos y medioambientales relacionados con su funcionamiento.

El progresivo aumento de los costes de las materias primas, energía y agua, así como una mayor presión por parte de las autoridades locales e internacionales, empuja a la industria moderna a dar un giro a las fábricas de nueva generación, creando centros más eficientes y sostenibles.

Paralelamente a esto, la cada vez más acuciante competitividad existente en el mercado, ayuda a optimizar los recursos tanto energéticos como materiales.

Las grandes fábricas modernas cuentan en gran parte con sistemas de gestión energética, muchas veces integrados en el propio sistema de supervisión de proceso, dedicados exclusivamente a analizar los costes energéticos derivados de la producción, para así intentar localizar los posibles puntos de mejora.

En otro plano quedan las empresas de mediano y pequeño tamaño, que en algunas ocasiones y por diversos motivos, han quedado tecnológicamente obsoletas. Este progresivo alejamiento de las nuevas tecnologías existentes y en muchos casos la falta de recursos humanos especializados en la rama energética, hace de estas medianas y pequeñas fábricas consumidores altamente ineficientes.

Este retraso en lo que a uso de los recursos energéticos se refiere, empeora desde la sombra, la competitividad de estas compañías, lo que a la larga puede tener consecuencias desastrosas. En este sector de la industria es donde deben centrarse los esfuerzos de la administración, para dar a conocer y facilitar, en la medida de lo posible, las tecnologías y equipos más eficientes a la pequeña y mediana empresa, y así conseguir crear un proceso de mejora continua.

Por la propia salud del sector industrial español, plagado de empresas de este tipo, debe ayudarse a las mismas a aumentar su eficiencia para poder afrontar el futuro con ciertas garantías de éxito.

Como ya se viene haciendo en los últimos tiempos, deben fomentarse las ayudas a la industria en este aspecto, lo que por otro lado, creará un nuevo nicho de negocio -ya incipiente de algún modo- relacionado con la optimización energética de la infraestructura industrial.

La implantación de sistemas de monitorización, sistemas inteligentes de gestión de la iluminación, utilización de accionamientos industriales de alta eficiencia, aprovechamiento de flujos energéticos en los procesos e integración de las energías renovables, debe ser un hecho en los próximos años.

Directamente relacionado con el sector industrial, el sector transporte gira hacia la sostenibilidad y reducción de consumo de recursos energéticos

En este reciclaje tecnológico de la industria a todas las escalas y en la concienciación de sus colaboradores, reside uno de los pilares básicos que debe sustentar la industria del futuro.

## 9. BIBLIOGRAFÍA.


Para la elaboración del presente proyecto se han utilizado numerosas fuentes de información incluyendo diferentes software especializados y páginas de internet, las principales son las siguientes:

- [www.meteonorm.com](http://www.meteonorm.com)
- [www.pvgis.com](http://www.pvgis.com)
- [www.idae.es](http://www.idae.es)
- Software de diseño de plantas solares IA CE Sinvert de SIEMENS.
- Software de diseño de armarios eléctricos Alpha select y Simaris Design de SIEMENS.
- [www.interempresas.net](http://www.interempresas.net)
- Libro: “Técnicas para la elaboración de auditorías energéticas en el sector industrial” A. Aranda Usón, F. Barrio Moreno, I. Zabalza Bribián, S. Díaz de Garayo.
- Libro: “Sistemas fotovoltaicos” A.A. Bayod.
- [www.empresaeficiente.com](http://www.empresaeficiente.com)
- Guía técnica de iluminación eficiente de fenercom.
- [www.infoplc.net](http://www.infoplc.net)
- RD1699/20011.
- RD 661/2007.
- Guía de la eficiencia energética de Gas Natural Fenosa.

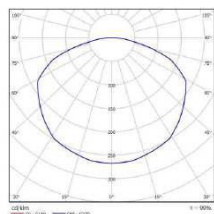
## 10. ANEXOS.

## SERIE INDUSTRY GI-IND-205

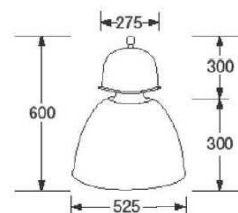


Modelo	Potencia (W)	Tensión (V)	Ø D (mm)	H (mm)	IP	Temp. Ambiente	Ref. Lámpara	Peso
Serie INDUSTRY GI-IND-205	120	230V AC	525	600	IP 54	-20°C a 40°C	Serie Donuts 	4.7 kg
	150							
	200							
	250							
	300							

## Fotometría:



## Dimensiones:



## Características:

- Carcasa de fundición de aluminio inyectado a alta presión con tratamiento superficial y alojamiento de balastro con recubrimiento resistente a la corrosión.
- Reflector interior de aluminio 99,8% abrillantado, oxidado y anodinado electrolíticamente, de alto rendimiento lumínico.
- Lentes protectoras de cristal templado 5 mm de espesor, con junta silicona resistente a la temperatura para asegurar su perfecta estanqueidad.
- Cierre de protección, para cristal abatible mediante clips.

## Lámparas y balastos:

- Valido para lámparas toroidales de 120W a 300W de alta eficiencia, larga vida (>60.000 h.), buen índice de repetibilidad cromática (IRC>85%), estabilidad en la salida, etc.
- Balasto electrónico con factor de potencia superior a 0,95, sin efecto flicker, salida constante, pérdidas mínimas,...

**Rango de Temperatura:** desde -20°C hasta +40°C

## Aplicaciones:

- Almacenes, pabellones industriales, supermercados, ferias de muestras,...

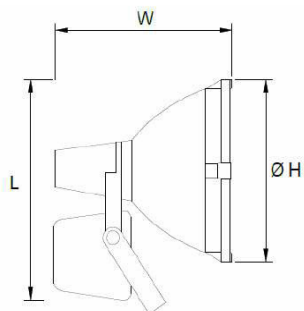


COMERCIAL GOVAL S.L.  
 Polígono Achicarro Pab 1 48970 San Miguel de Basauri (Vizcaya)  
 Tfno.: 944407748/49 Fax: 944408153 Email: [info@goval.net](mailto:info@goval.net)  
[www.govalenergia.com](http://www.govalenergia.com)

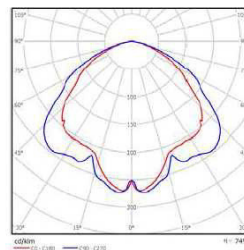


## SERIE FOCUS GI-FOC-301

### Dimensiones:



### Fotometría:




Serie Focus GI-FOC-301	Dimensiones (mm)		
	L	W	H
80/150 W	550	390	430
200/300 W	700	480	580

### Características:

- Carcasa de aluminio inyectado, con un acabado en polvo para evitar la corrosión y más duradero.
- Reflector de aluminio anodizado y lente de cristal templado para una buena distribución de la luz.
- Sellado de silicona, resistente al calor.
- Compartimento para el balastro separado del bloqueo óptico.

### Aplicaciones:

- Vallas publicitarias, edificios, parques, piscinas, parking, plazas...

Modelo	Potencia (W)	Peso (Kg)	Tensión (V)	Factor de potencia	Temperatura de color	IP	Temp. Ambiente	Ref. Lámpara
Serie Focus GI-FOC-301	80	5 Kg.	230V AC	> 0.95	5000 K *Bajo petición 2720-6500 K	IP 65	-20°C a 40°C	Serie Donuts 
	100							
	120							
	150	7,5 Kg.						
	200							
	250							
	300							



COMERCIAL GOVAL S.L.  
 Polígono Achúcarro Pab 1 48970 San Miguel de Basauri (Vizcaya)  
 Tfno.: 944407748/49 Fax: 944408153 Email: [info@goval.net](mailto:info@goval.net)  
[www.govalenergia.com](http://www.govalenergia.com)



# SIEMENS

## Hoja de datos de motores con rotor de jaula

Datasheet for three-phase Squirrel-Cage-Motors

### datos de pedido

1LE1501-1EB23-4AA4

### Ordering data:

número de pedido del cliente / Client-order-

número de pedido Siemens / Order-no.:

número de oferta / Offer-no.:

observación / Remarks:

número de ítem / Item-no.:

número de envío / Consignment-no.:

proyecto / Project:



Datos eléctricos / Electrical data:						Datos generales / General data:		
tensión nominal Rated motor voltage	(34) 400VD/690VY 50Hz, 460VD 60Hz (34) 400VD/690VY 50Hz, 460VD 60Hz					tamaño Frame size	180 M	
frecuencia Frequency	50 Hz		60 Hz				forma constructiva Type of construction	(A) IM B3 IM B3
potencia nominal Rated motor power	18.50 kW		21 kW				peso kg, sin accesorios Weight in kg, without optional accessories	160 kg
velocidad nominal Rated motor speed	1465 1/min		1765 1/min				material de la carcasa Frame material	Grauguss cast iron
par o torque nominal Rated motor torque	120.6 Nm		115.2 Nm				tipo de protección Degree of protection	IP55
	VD	VY	VD	VY		tipo de refrigeración Method of cooling, TEFC	IC 411	
corriente nominal (IE) Rated motor current (IE)	35.0 A	20.3 A	34.0 A			la clase vibración Vibration class	A (Standard)	
Corriente de arranque / corriente nominal Starting- / rated motor current	7.2		6.8				aislamiento Insulation	155(F) nach 130(B) 155(F) to 130(B)
par máximo / par nominal Breakdown / rated motor torque	3.4		3.4				clase de servicio Duty type	S1 S1
par de arranque/par nominal Starting- / rated motor torque	2.5		2.5				velocidad nominal Direction of rotation	bidirektional bidirectional
clase de eficiencia Efficiency class	IE2 IE2		IE2 IE2					
	4/4	3/4	2/4	4/4	3/4	2/4		
eficiencia % Efficiency %	91.2	92.0	91.9	92.4	93.1	92.9		
factor de potencia Power factor	0.84	0.79	0.69	0.85	0.81	0.72		
proteccion del motor Motor protection	(A) ohne (Standard) (A) without (Standard)							
posición de la caja de bornes Terminal box position	(4) Anschlusskasten - oben (4) terminal box - on top							

Datos mecánicos / Mechanical data:					
nivel de presión sonora Noise 50 Hz/60Hz	58.00 dB		61.00 dB		
momento de inercia Moment of inertia	0.120000 kg m²				
Rodamiento LA   LCA Bearing AS   BS	6210 ZC3		6210 ZC3		
fijación del rodamiento Locating bearing	Festlager BS (Standard) Located bearing NDE (standard)				
agujeros de drenaje o anticondensación Drain holes	ja (Standard) yes (standard)				
dispositivo de reengrase Regreasing device	Nein No				
lubricante Type of lubrication	ESSO UNIREX N3				
período de reengrase: 40 °C Relubrication interval at 40 °C	40000 h		- g		
borne de tierra externo External earthing	ja (Standard) yes (standard)				
pintura Paintwork	Normalanstrich RAL7030 steingrau (Standard) Standard finish in RAL 7030 stone gray				

Tipo de protección E / Explosion protection:	
tipo de protección Type of protection	ohne (Standard) without (Standard)

Condiciones ambientales/ Site conditions:	
temperatura ambiente Ambient temperature	-20.0 °C - +40.0 °C
altitud sobre nivel del mar Altitude above sea level	1000 m
normas y prescripciones Standards and specifications	IEC, DIN, ISO, VDE, EN

Caja de bornes / Terminal box:	
material de la caja de bornes Material of terminal box	Grauguss cast iron
tipo de caja de bornes Type	TB1 J01
rosca del tornillo de contacto Terminal screw thread	M5
máxima sección de cable a conectar Max. cable cross-sectional area	16.0 mm²
diámetro de cables de entrada de... a... Cable diameter from ... to ...	19.0 mm - 28.0 mm
entradas de cables Cable entry	2xM40x1,5
prensaestopas Cable gland	2 Stopfen 2 plugs

Versiones especiales/ Special configurations:	
---	--

Los datos técnicos de pedido están sujetos a cambios. Podrían haber discrepancias entre los valores calculados y los datos de placa. Technical and ordering data Version: 24.10.2008  
generiert / generated Mon Dec 12 17:21:34

# SIEMENS

## Hoja de datos de motores con rotor de jaula

Datasheet for three-phase Squirrel-Cage-Motors

### datos de pedido

1LE1501-2DB23-4AA4

### Ordering data:

número de pedido del cliente / Client-order-

número de pedido Siemens / Order-no.:

número de oferta / Offer-no.:

observación / Remarks:

número de ítem / Item-no.:

número de envío / Consignment-no.:

proyecto / Project:



Datos eléctricos / Electrical data:							Datos generales / General data:	
tensión nominal Rated motor voltage	(34) 400VD/690VY 50Hz, 460VD 60Hz (34) 400VD/690VY 50Hz, 460VD 60Hz						tamaño Frame size	280 M
frecuencia Frequency	50 Hz			60 Hz			forma constructiva Type of construction	(A) IM B3 IM B3
potencia nominal Rated motor power	90.00 kW			104 kW			peso kg, sin accesorios Weight in kg, without optional accessories	570 kg
velocidad nominal Rated motor speed	1486 1/min			1785 1/min			material de la carcasa Frame material	Grauguss cast iron
par o torque nominal Rated motor torque	578.4 Nm			556.4 Nm			tipo de protección Degree of protection	IP55
	VD	VY		VD	VY		tipo de refrigeración Method of cooling, TEFC	IC 411
corriente nominal (IE) Rated motor current (IE)	159.0 A	92.2 A		158.0 A			la clase vibración Vibration class	A (Standard)
Corriente de arranque / corriente nominal Starting- / rated motor current	7.3			7.2			aislamiento Insulation	155(F) nach 130(B) 155(F) to 130(B)
par máximo / par nominal Breakdown / rated motor torque	3.1			3.1			clase de servicio Duty type	S1 S1
par de arranque/par nominal Starting- / rated motor torque	2.6			2.5			velocidad nominal Direction of rotation	bidireccional bidirectional
clase de eficiencia Efficiency class	IE2 IE2			IE2 IE2				
eficiencia % Efficiency %	4/4	3/4	2/4	4/4	3/4	2/4		
factor de potencia Power factor	0.87	0.84	0.75	0.87	0.85	0.77		
protección del motor Motor protection	(A) ohne (Standard) (A) without (Standard)							
posición de la caja de bornes Terminal box position	(4) Anschlusskasten - oben (4) terminal box - on top							

Datos mecánicos / Mechanical data:						
nivel de presión sonora Noise 50 Hz/60Hz	68.00 dB		73.00 dB			
momento de inercia Moment of inertia	1.400000 kg m²					
Rodamiento LA   LCA Bearing AS   BS	6317 C3		6317 C3			
fijación del rodamiento Locating bearing	Festlager BS (Standard) Located bearing NDE (standard)					
agujeros de drenaje o anticondensación Drain holes	ja (Standard) yes (standard)					
dispositivo de reengrase Regreasing device	Ja (Standard) Yes (standard)					
lubricante Type of lubrication	ESSO UNIREX N3					
período de reengrase\ 40 °C Relubrication interval at 40 °C	8000 h		30.0 g			
borne de tierra externo External earthing	ja (Standard) yes (standard)					
pintura Paintwork	Normalanstrich RAL7030 steingrau (Standard) Standard finish in RAL 7030 stone gray					
Tipo de protección E / Explosion protection:						
tipo de protección Type of protection	ohne (Standard) without (Standard)					
Condiciones ambientales/ Site conditions:						
temperatura ambiente Ambient temperature	-20.0 °C - +40.0 °C					
altitud sobre nivel del mar Altitude above sea level	1000 m					
normas y prescripciones	IEC, DIN, ISO, VDE, EN					

Los datos técnicos de pedido están sujetos a cambios. Podrían haber discrepancias entre los vabres calculados y los datos de placa! Technical and ordering data Version: 24.10.2008  
generiert / generated Mon Dec 12 17:18:39

# SIEMENS

## Hoja de datos de motores con rotor de jaula

Datasheet for three-phase Squirrel-Cage-Motors

**datos de pedido** **1LE1501-3AC63-4AA4**

**Ordering data:**

número de pedido del cliente / Client-order-

número de pedido Siemens / Order-no.:

número de oferta / Offer-no.:

observación / Remarks:

número de ítem / Item-no.:

número de envío / Consignment-no.:

proyecto / Project:



Datos eléctricos: / Electrical data:							Datos generales / General data:		
tensión nominal Rated motor voltage	(34) 400VD/690VY 50Hz, 460VD 60Hz (34) 400VD/690VY 50Hz, 460VD 60Hz						tamaño Frame size	315 L	
frecuencia Frequency	50 Hz			60 Hz			forma constructiva Type of construction	(A) IM B3 IM B3	
potencia nominal Rated motor power	160.00 kW			192 kW			peso kg, sin accesorios Weight in kg, without optional accessories	1160 kg	
velocidad nominal Rated motor speed	988 1/min			1188 1/min			material de la carcasa Frame material	Grauguss cast iron	
par o torque nominal Rated motor torque	1546.6 Nm			1543.4 Nm			tipo de protección Degree of protection	IP55	
	VD	VY		VD	VY		tipo de refrigeración Method of cooling, TEFC	IC 411	
corriente nominal (IE) Rated motor current (IE)	285.0 A	165.2 A		290.0 A			la clase vibración Vibration class	A (Standard)	
Corriente de arranque / corriente nominal Starting- / rated motor current	7.7			7.9			aislamiento Insulation	155(F) nach 130(B) 155(F) to 130(B)	
par máximo / par nominal Breakdown / rated motor torque	3.3			3.0			clase de servicio Duty type	S1 S1	
par de arranque/par nominal Starting- / rated motor torque	3.1			3.3			velocidad nominal Direction of rotation	bidireccional bidirectional	
clase de eficiencia Efficiency class	IE2 IE2			IE2 IE2					
	4/4	3/4	2/4	4/4	3/4	2/4			
eficiencia % Efficiency %	94.8	94.7	94.4	95.0	95.4	95.2			
factor de potencia Power factor	0.86	0.83	0.94	0.87	0.85	0.77			
protección del motor Motor protection	(A) ohne (Standard) (A) without (Standard)								
posición de la caja de bornes Terminal box position	(4) Anschlusskasten - oben (4) terminal box - on top								

Datos mecánicos / Mechanical data:						
nivel de presión sonora Noise 50 Hz/60Hz	65.00 dB		68.00 dB			
momento de inercia Moment of inertia	4.700000 kg m²					
Rodamiento LA   LCA Bearing AS / BS	6319 C3		6319 C3			
fijación del rodamiento Locating bearing	Festlager BS (Standard) Located bearing NDE (standard)					
agujeros de drenaje o anticondensación Drain holes	ja (Standard) yes (standard)					
dispositivo de reengrase Regreasing device	Ja (Standard) Yes (standard)					
lubricante Type of lubrication	ESSO UNIREX N3					
período de reengrase: 40 °C Relubrication interval at 40 °C	6000 h		40.0 g			
borne de tierra externo External earthing	ja (Standard) yes (standard)					
pintura Paintwork	Normalanstrich RAL7030 steingrau (Standard) Standard finish in RAL 7030 stone gray					
Tipo de protección E / Explosion protection:						
tipo de protección Type of protection	ohne (Standard) without (Standard)					
Condiciones ambientales/ Site conditions:						
temperatura ambiente Ambient temperature	-20.0 °C - +40.0 °C					
altitud sobre nivel del mar Altitude above sea level	1000 m					
normas y prescripciones Standards and specifications	IEC, DIN, ISO, VDE, EN					

Caja de bornes / Terminal box:	
material de la caja de bornes Material of terminal box	Grauguss cast iron
tipo de caja de bornes Type	TB1 Q01
rosca del tornillo de contacto Terminal screw thread	M12
máxima sección de cable a conectar Max. cable cross-sectional area	240.0 mm²
diámetro de cables de entrada de... a... Cable diameter from ... to ...	38.0 mm - 45.0 mm
entradas de cables Cable entry	2xM63x1,5
prensaestopas Cable gland	2 Stopfen 2 plugs

Versiones especiales/ Special configurations:	
---	--

Los datos técnicos de pedido están sujetos a cambios. Podrían haber discrepancias entre los valores calculados y los datos de placa! Technical and ordering data Version: 24.10.2008  
generiert / generated Mon Dec 12 17:19:19



←Mostrar lista de producto

**6SL3225-0BE33-0AA0** SINAMICS PM250-IP20-FSE-A-400V 30KW

Información de producto	Artículos	Datos técnicos	Producto sucesor
nombre del producto	PM250 IP20 FSE A 400V 30kW		
Formato	E		
Realimentación / posible	Sí		
potencia asignada / en kilovatios (kW)	30 kW		
Potencia asignada / en Horse Power (HP)	40 hp		
Tensión de entrada / mínima	380 V		
Tensión de entrada / máxima	480 V		
Frecuencia de red	50 Hz		
rendimiento eta	95		
Corriente asignada de entrada	56 A		
Corriente de salida / con par resistente constante / valor asignado	60 A		
Número de fases / de las salidas	3		
Frecuencia electrónica de salida / máxima	650 Hz		
Tipo / de sobrecarga	150% for 60s with 300s, 200% for 3s with 300s		
Clase de protección IP	IP 20		
Profundidad	0,204 m		
Altura	0,635 m		
Anchura	0,275 m		
peso	21 kg		
Tipo de refrigeración	ventiladores		
Tipo de refrigeración / disipador	Aluminium		
letzte Änderung:	08-ago-2011		

**SETRON PAC. 3200.****Funciones integradas**

Valores eficaces momentáneos		
Tensión	Fase–fase / Fase–neutro	✓
Intensidades de la corriente	Por fase	✓
Potencia activa, reactiva y aparente	Por fase y total	✓
Factor de potencia	Por fase y total	✓
Frecuencia de red		✓
THD de la tensión e intensidad de la corriente	Por fase	✓
Valores mínimo/máximo	Función agujas de arrastre	✓
Valores medios	Para todas las fases	✓
Registro de energía por medidor		
Energía activa	Suministro y realimentación; tarifa alta / baja	✓ / ✓
Energía reactiva	Positiva / negativa; tarifa alta / baja	✓ / ✓
Energía aparente	Tarifa alta / baja	✓
Demanda de energía por periodo de medición	Valor medio de la potencia activa y la reactiva	✓
Periodo de medición ajustable		de 1 ... 60 minutos
Valores mínimos / máximos de la potencia en el periodo de medición		✓
Cuenta-horas de servicio	Tiempo en el que se consumió energía	✓
Contador universal	Por ejemplo, para conteo de los impulsos de energía de medidores externos o similares	✓
Límites de errores		
Tensiones / intensidades de la corriente		$\pm 0,3 \%$ / $\pm 0,2 \%$
Potencias		$\pm 0,5 \%$
Energía activa		Clase 0,5S según la norma IEC 62 053-22
Energía reactiva		Clase 2 según la norma IEC 62 053-23
Funciones de supervisión		
Supervisión de valores límite		Hasta 6 valores límite
Funciones lógicas sencillas para la combinación de valores límite		✓
Asimetría	Tensión e intensidad de la corriente	✓
Comunicación		
Ethernet (Integrada)	Velocidad máxima de transferencia	10 Mbit/s
	Protocolos	A elección SEAbus TCP o MODBUS TCP (conmutables)
Módulo de ampliación (opcional) SETRON PAC PROFIBUS DP	Módulo de ampliación opcional •Asignación de parámetros en el frente del aparato. •Selección de los valores de medición a transmitir por archivo GSD. •Se soportan todas las velocidades de Baudios desde 9,6 Kbit/s hasta 12 Mbit/s	✓
	Velocidad máxima de transferencia	12 Mbit/s
	Protocolo	DPV 1
Módulo de ampliación (opcional) SETRON PAC RS485	Velocidad de transferencia	A elección 4,8 / 9,6 / 19,2 / 38,4 kBd
	Protocolo	A elección SEAbus o MODBUS RTU (conmutables)
Entradas/salidas		
Entrada digital	Multifuncional	1
Salida digital	Multifuncional	1

## Certificados. Anexos. Instalación Fotovoltaica.

HIT<sup>®</sup> photovoltaic module

**SANYO**

HIT-H250E01  
HIT-H245E01



### HIT cell technology

The SANYO HIT(Heterojunction with Intrinsic Thin layer) solar cell is made of a thin mono crystalline silicon wafer surrounded by ultra-thin amorphous silicon layers. This product provides the industry's leading performance and value using state-of-the-art manufacturing techniques.

### Environmentally-Friendly Solar Cell

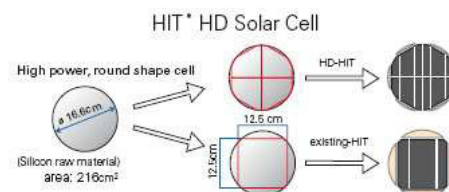
More Clean Energy  
HIT can generate more clean Energy than other conventional crystalline solar cells.

### Special Features

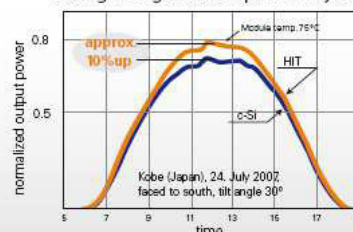
SANYO HIT solar modules are 100% emission free, have no moving parts and produce no noise. The dimensions of the HIT modules allow space-saving installation and achievement of maximum output power possible on given roof area.

### High performance at high temperatures

Even at high temperatures, the HIT solar cell can maintain higher efficiency than a conventional crystalline silicon solar cell.



### Changes in generated power daytime



The HIT cell and module have very high conversion efficiency in mass production.

**HIT<sup>®</sup> HD**  
Photovoltaic Module

HIT is a registered trademark of SANYO Electric Co., Ltd. The name "HIT" comes from "Heterojunction with intrinsic Thin-layer" which is an original technology of SANYO Electric Co., Ltd.

Model	Cell Efficiency	Module Efficiency	Output / m <sup>2</sup>
HIT-H250E01	20.8%	18.0%	180 W/m <sup>2</sup>
HIT-H245E01	20.4%	17.7%	177 W/m <sup>2</sup>

[www.sanyo-solar.eu](http://www.sanyo-solar.eu)

SANYO Component Europe GmbH



## Electrical and Mechanical Characteristics

### HIT-H250E01, HIT-H245E01

#### Electrical data (at STC)

Models HIT-HxxxE01

	250	245
Maximum power (P <sub>max</sub> ) [W]	250	245
Max. power voltage (V <sub>mp</sub> ) [V]	34.9	34.4
Max. power current (I <sub>mp</sub> ) [A]	7.18	7.14
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	43.1	42.7
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) [A]	7.74	7.73
Maximum over current rating [A]	15	
Output power tolerance [%]	+10/-5*	
Maximum system voltage [V]	1000	

Note: Standard Test Conditions: Air mass 1.5, Irradiance = 1000W/m<sup>2</sup>, cell temperature = 25°C  
 \*All modules measured by SANYO facility have output with positive tolerance

#### Temperature characteristics

	250	245
Temperature (NOCT) [°C]	44.0	44.0
Temperature coefficient of P <sub>max</sub> [%/°C]	-0.30	-0.30
Temperature coefficient of V <sub>oc</sub> [V/°C]	-0.108	-0.107
Temperature coefficient of I <sub>sc</sub> [mA/°C]	2.32	2.32

#### At NOCT

	250	245
Maximum power (P <sub>max</sub> ) [W]	188.9	185.4
Max. power voltage (V <sub>mp</sub> ) [V]	32.8	32.4
Max. power current (I <sub>mp</sub> ) [A]	5.76	5.73
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	48.9	48.3
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) [A]	6.23	6.23

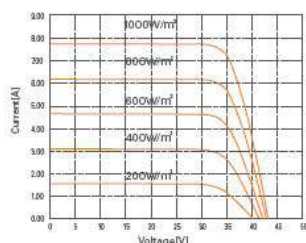
Note: Nominal Operating Cell Temperature: Air mass 1.5 spectrum, Irradiance = 800W/m<sup>2</sup>, Air temperature = 20°C, wind speed 1 m/s

#### At low irradiance

	250	245
Maximum power (P <sub>max</sub> ) [W]	48.8	47.7
Max. power voltage (V <sub>mp</sub> ) [V]	34.1	33.6
Max. power current (I <sub>mp</sub> ) [A]	1.43	1.43
Open circuit voltage (V <sub>oc</sub> ) [V]	40.1	39.7
Short circuit current (I <sub>sc</sub> ) [A]	1.55	1.55

Note: Low irradiance: Air mass 1.5 spectrum, Irradiance = 200W/m<sup>2</sup>, cell temperature = 25°C

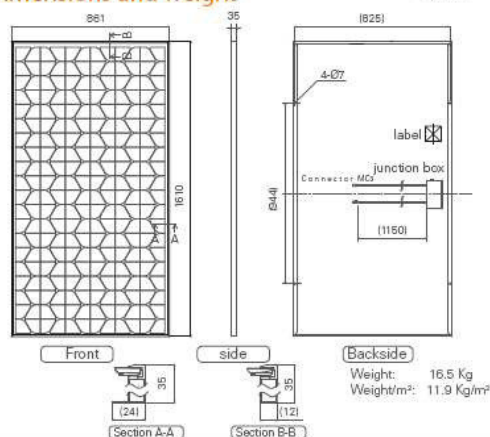
#### Dependence on irradiance



Reference data for model HIT-H250E01  
(Cell temperature: 25°C)

#### Dimensions and weight

unit: mm



#### Guarantee

Power output: 10 years (90% of P<sub>min</sub>) 25 years (80% of P<sub>min</sub>)  
 Product workmanship: 5 years  
 (Based on guarantee document)

#### Materials

Cell material: HIT cells  
 Glass material: AR coated tempered glass  
 Frame materials: Black anodized aluminium  
 Connectors type: MC3

#### Certificates



• Safety tested,  
IEC 61730  
• Periodic inspection

IEC 61730

IEC 61215



#### Member of



Please consult your local dealer for more information.

⚠ CAUTION! Please read the installation manual carefully before using the products.

Due to our policy of continual improvement the products covered by this brochure may be changed without notice.

SANYO Component Europe GmbH  
 Solar Division  
 Stahlgruberring 4  
 81829 Munich, Germany  
 Tel. +49-(0)89-460095-0  
 Fax. +49-(0)89-460095-170  
 http://www.sanyo-solar.eu  
 email: info.solar@sanyo-solar.eu



SANYO Electric Co., Ltd.  
 Solar Division  
 http://www.sanyo.com/solar/





## Declaración de Conformidad CE

### Nosotros:

SANYO Component Europe GmbH  
Stahlgruberring 4,  
D-81829 München,  
Allemagne

**declaramos bajo nuestra exclusiva responsabilidad que los productos:**

Módulos fotovoltaicos,

HIT-250E01,      HIT-245E01  
HIT-250E02,      HIT-245E02

siendo cualificados acordes a IEC 61215, IEC 61730-1 e IEC 61730-2 y  
siendo probados de acuerdo con el Procedimiento de Pruebas para la  
Determinación de módulos fotovoltaicos de Tests de Seguridad Clase II (\*).

cumplen por tanto con las siguientes Directivas de la Unión Europea:

### Directiva 2006/95/CE (Directiva Bajo Voltaje)

(\*) La siguiente lista de normativas aplicables es la base del procedimiento de Pruebas de Seguridad Clase II:

IEC 60664-1:2007
IEC 61140:2001
EN 50178:1998
IEC 61721:1995

Fecha de fijación del primer marcado CE: 2010

Firmado:

Yasuharu Matsukawa  
President and Legal Representative

Fecha: 13-enero-11  
Lugar: Múnich, Allemagne

Sanyo Component Europe GmbH  
Mobile & Clean Energy Division  
Stahlgruberring 4 · 81829 München  
Postfach 82 06 17 · 81806 München

Gesellschaft mit beschränkter Haftung, Sitz München  
Registergericht München HRB Nr. 85708  
Geschäftsführer: Yuji Fujiwara



**INGECON****SUN**Power  
Con transformador**ÓPTIMAS  
PRESTACIONES  
EN GRANDES  
INSTALACIONES  
MULTIMEGAVATIO****50 / 60 / 70 / 80 / 90 / 100**

Inversor trifásico para instalaciones en cubierta de medianas y grandes potencias, y para instalaciones multi-megavatio en suelo.

**Máxima eficiencia a temperaturas elevadas**

Avanzado sistema de seguimiento del punto de potencia máxima (MPPT). Es capaz de soportar huecos de tensión y dispone de un control de potencia activa y reactiva. Apto para instalaciones de media tensión.

**Fácil instalación**

No necesita elementos adicionales. Se puede desconectar manualmente de la red. Completo equipamiento de protecciones eléctricas incluido de serie.

**Fácil mantenimiento**

Datalogger interno para almacenamiento de datos de hasta 3 meses. Se puede controlar desde un PC remoto o *in situ* desde el teclado frontal del inversor. LEDs indicadores de estado y alarmas. Pantalla LCD. Vida útil de más de 20 años.

**Software incluido**

Incluye sin coste las aplicaciones Ingecon® Sun Manager e Ingecon® Web Monitor para la monitorización y registro de datos del inversor a través de Internet.

**Garantía estándar de 5 años, ampliable hasta 25 años**

**PROTECCIONES**

- Aislamiento galvánico entre las partes de DC y AC.
- Polarizaciones inversas.
- Cortocircuitos y sobrecargas en la salida.
- Fallos de aislamiento.

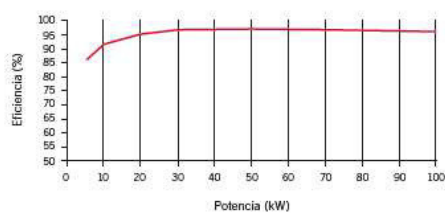
- Anti-isla con desconexión automática.
- Seccionador DC.
- Fusibles DC.
- Seccionador magneto-térmico AC.
- Descargadores de sobretensiones DC y AC, tipo 2.

**ACCESORIOS OPCIONALES**

- Comunicación entre inversores mediante Ethernet, Bluetooth o RS-485.
- Comunicación remota GSM/GPRS mediante módem.
- Monitorización de las corrientes de string del campo FV: Ingecon® Sun String Control.
- Kit de puesta a tierra para los módulos FV que lo requieran.

**RENDIMIENTO**

Ingecon® Sun 100  
V<sub>dc</sub> = 450 V



www.ingeteam.com  
solar.energy@ingeteam.com

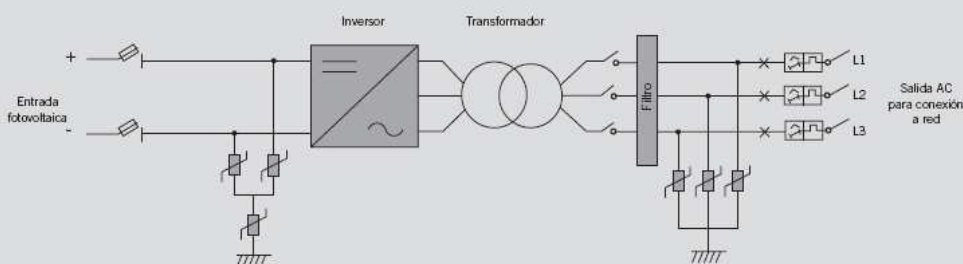
**Ingeteam**

INGECON		SUN		Power con transformador		
	50	60	70	80	90	100
<b>Valores de Entrada (DC)</b>						
Rango pot. campo FV recomendado <sup>(1)</sup>	52 - 65 kWp	63 - 78 kWp	73 - 91 kWp	83 - 104 kWp	93 - 117 kWp	104 - 130 kWp
Rango de tensión MPP	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V	405 - 750 V
Tensión máxima DC <sup>(2)</sup>	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V	900 V
Corriente máxima DC	130 A	156 A	182 A	208 A	234 A	260 A
Nº entradas DC	4	4	4	4	4	4
MPPT	1	1	1	1	1	1
<b>Valores de Salida (AC)</b>						
Potencia nominal AC <sup>(3)</sup>	55 kW	66 kW	77 kW	88 kW	99 kW	110 kW
Corriente máxima AC	93 A	118 A	131 A	156 A	161 A	161 A
Tensión nominal AC	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V	400 V
Frecuencia nominal AC	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz	50 / 60 Hz
Coseno Phi <sup>(4)</sup>	1	1	1	1	1	1
Coseno Phi ajustable	Si. Smáx=55 kVA	Si. Smáx=66 kVA	Si. Smáx=77 kVA	Si. Smáx=88 kVA	Si. Smáx=99 kVA	Si. Smáx=110 kVA
THD <sup>(5)</sup>	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%	<3%
<b>Rendimiento</b>						
Eficiencia máxima	96,3%	96,4%	97,2%	97,5%	96,9%	96,8%
Euroeficiencia	94,3%	94,7%	96,1%	96,2%	95,8%	95,7%
<b>Datos Generales</b>						
Refrigeración por aire	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h	2.600 m³/h
Consumo en stand-by <sup>(6)</sup>	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W	30 W
Consumo nocturno	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W	1 W
Temperatura de funcionamiento	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C	-20°C a +65°C
Humedad relativa (sin condensación)	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%	0 - 95%
Grado de protección	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20	IP20

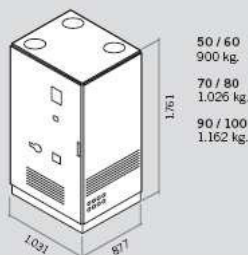
**Notas:** <sup>(1)</sup> Dependiendo del tipo de instalación y de la ubicación geográfica. <sup>(2)</sup> No superar en ningún caso. Considerar el aumento de tensión de los paneles 'Voc' a bajas temperaturas. <sup>(3)</sup> Potencia AC para 40°C de temperatura ambiente. Por cada °C de incremento, la potencia de salida se reducirá un 1,8%. <sup>(4)</sup> Para P<sub>ac</sub>>25% de la potencia nominal. <sup>(5)</sup> Para P<sub>ac</sub>>25% de la potencia nominal y tensión según IEC 61000-3-4. <sup>(6)</sup> Consumo desde el campo fotovoltaico.

**Referencias normativas:** CE, IEC61000-6-2, IEC61000-6-4, EN50178, RD1699/2011, P.O.12.3, VDE-AR-N-4105, VDE0126-1-1, CEI11-20, CEI0-21, Allegato 70 TERNA, Arrêté 23-04-2008, MV Guideline BDEW, G59/2.

100



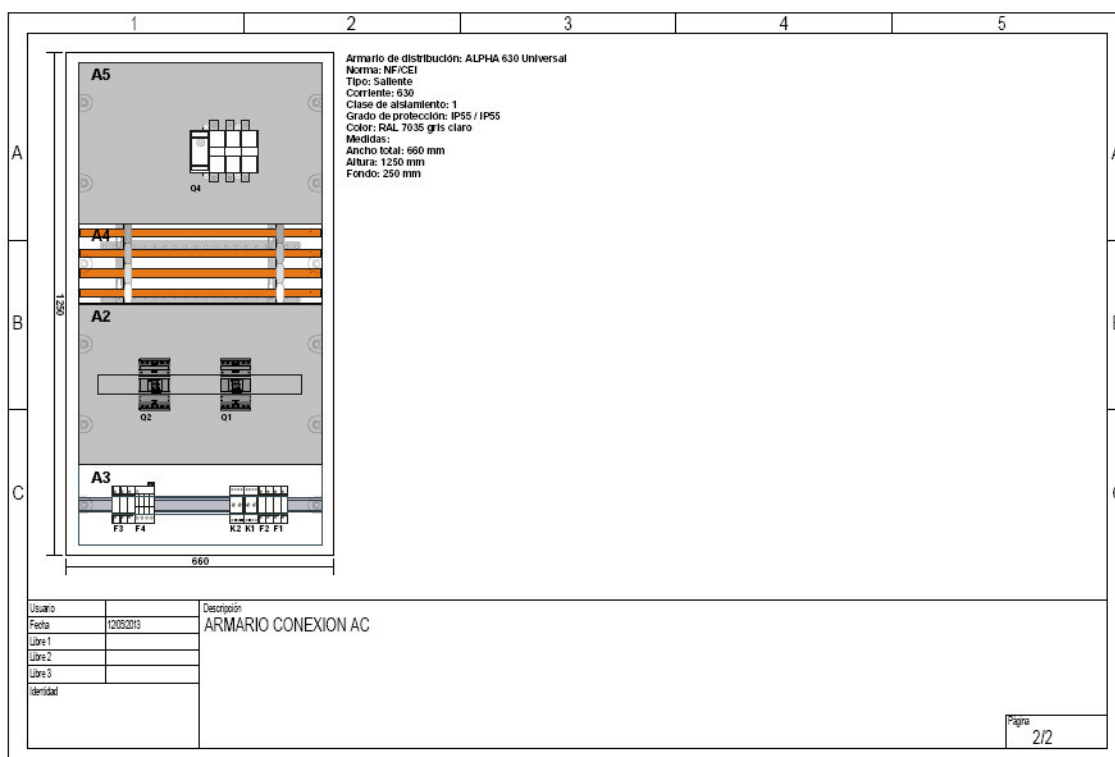
Dimensiones y peso (mm)



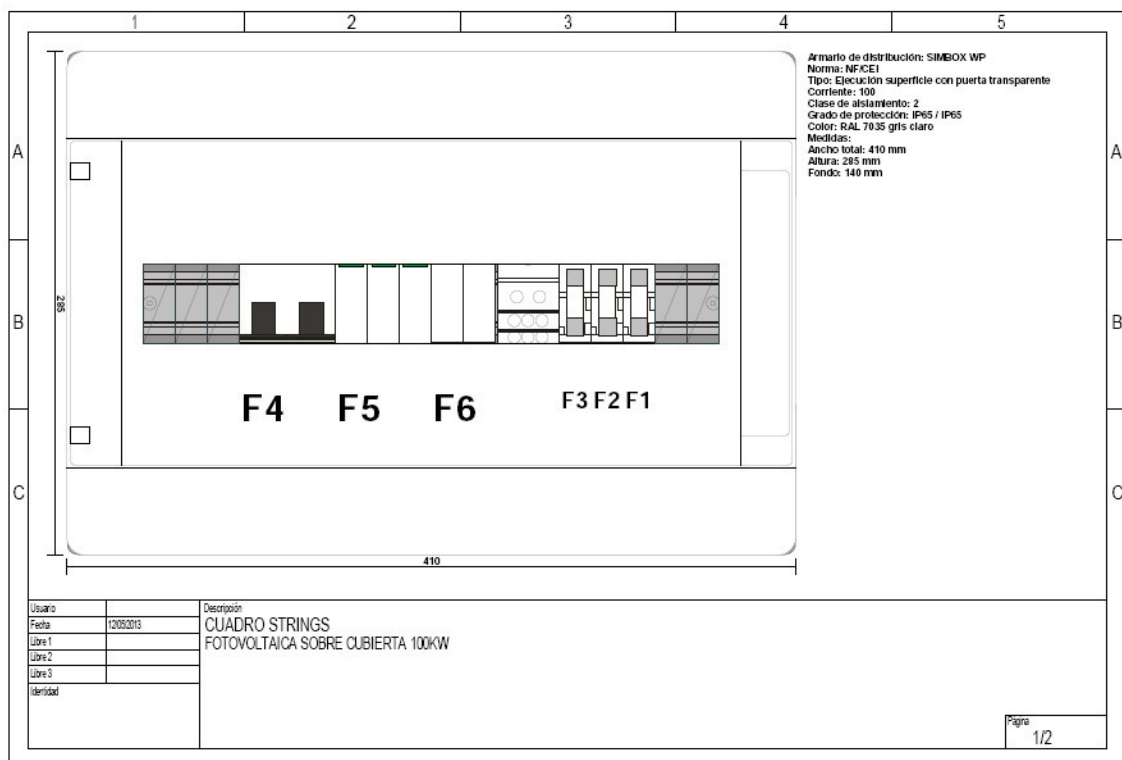
Ingeteam

<b>CUADRO CONEXIÓN CA</b>		
<b>Cantidad</b>	<b>Número de artículo</b>	<b>Descripción</b>
1	3KA71233AA00	Interruptor seccionador 3x250A sin accionamiento
1	3KX71114AA00	Accionamiento bloqueable por cerradura para puerta - negro 120mm 3KA/3KL71 Tam.1/2/3/4
2	3NW7023	BASE DE FUSIBLES PARA MONTAJE P. CARTUCHO FUSIBLE CILINDRICO TAMANO 10X38 MM, 32 A, 2 POLOS BASE DE FUSIBLE MODULAR
1	3NW7033	BASE DE FUSIBLES PARA MONTAJE P. CARTUCHO FUSIBLE CILINDRICO TAMANO 10X38 MM, 32 A, 3 POLOS BASE DE FUSIBLE MODULAR
1	3VL37251DC360AA0	INTERRUPTOR AUTOMATICO VL 250N PODER DE CORTE ESTANDAR ICU=55KA / 415 V AC 3 POLOS, PROTECC. DISTRIBUCION DISP. SOBREINTENSIDAD TM, LI IN=250A, INT. ASIGNADA IR=200-250A, PROTEC. SOBREC. II=1200-2500A, PROTEC. CORT.; SIN DISPARADOR AUXILIAR; SIN INT. AUX./ALARMA
2	3VT17122DC360AA	INTERRUPT. AUTOMAT. 3VT1 PODER DE CORTE ESTANDAR ICU=25KA, 415V AC 3POLOS, PROTECC. DE DISTRIBUC. DISPARAD. DE SOBREINTENS. TM, LI IN=125A INTENSIDAD ASIGNADA IR=100... 125A PROT. CT.SOBREC. II= 625... 1250A, PROTECC. CONTRA CORTOCIRCUITO S. DISPARADOR AU; SIN DISPARADOR AUXILIAR; SIN CONTACTO AUXILIAR/DE ALARMA
1	5SD74240	DESCARGADOR SOBRETENS TIPO 2 CLASE SEGURIDAD C, UC 350V MOD. PROTECCION INSERTABLES 4 POLOS, CONEXION 3+1 PARA SISTEMAS TN-S Y TT DISEÑO ESTRECHO
2	5SV80006KK	DISPOSITIVO VIGILANCIA CORRIENTE DIFERENCIAL ANALOGICO, TIPO A IDN 0,03 A 5 A 0,02 5 S
2	5SV87030KK	TRANSF CORRIENTE TOTAL 70 MM
1	8GB4683	Tiras de cubierta ciega, con soporte de fijación quebrado, color blanco puro
4	8GF5737	Barra de Cu, 20x5mm, 2000mm de longitud, con agujeros y rosca
2	8GF5760	Juego de montaje para barras, 4 polos,

		escalonado, 15x5/20x5/30x5mm
1	8GK21244KK23	Armario de distribución sobre pared, superficie, RAL 7035, IP30 (IP55), sin puerta ni paredes laterales, H1250mm, B660mm, P250mm
1	8GK63522KK23	Juego de montaje para aparatos modulares, 24 módulos, 200mm de separación, con tapa, H200mm, B600mm
1	8GK64004KK20	Juego de montaje para seccionador, 3KA712, tamaño 2, 3/4 polos, ejecución vertical, H400mm, B600mm
1	8GK67504KK23	Kit de ensamblaje para interruptor automático 3VT1 (5 piezas) 3 y 4 polos, para montaje vertical, H400mm, B600mm
1	8GK95057KK23	Puerta transparente IP55, RAL 7035, H1245mm, B655mm
1	8GK96231KK20	Tapa abisagrada, H200mm, B600mm
1	8GK99200KK35	ALPHA 630 Universal, travesaño horizontal B=491mm, (1 juego = 2 unidades)



<b>CUADRO STRINGS</b>		
<b>Cantidad</b>	<b>Número de artículo</b>	<b>Descripción</b>
3	3NW60031	FUSIBLE DE CILINDRO GG (NFC) SIN ANUNCIO TAM. 10X38MM, 500V 10A
3	3NW7014	TAMANO 10X38MM 32A, 1POL.
1	3NW7023	BASE DE FUSIBLES PARA MONTAJE P. CARTUCHO FUSIBLE CILINDRICO TAMANO 10X38 MM, 32 A, 2 POLOS BASE DE FUSIBLE MODULAR
1	5SD74830	DESCARGADOR SOBRETENS TIPO 2 UOC STC 1000 V DC MOD. PROTECCION INSERTABLES PARA INSTALAC FOTOVOLTAICAS
1	5ST2507	Distribuidor 1 polo, 160A, entrada 1x 10-70mm <sup>2</sup> , salida 6x2,5-16mm <sup>2</sup> , para carril DIN
1	8GB13713	SIMBOX WP superficie , completo, para aparatos de 70 mm, 1 fila, clase de aislamiento 2, IP65, H285mm B410mm P140mm
1	PV25-ABB	INTERR. PROTECCION SELECT. 1000V 10KA, 2POLOS, C, 25A, P=70MM



6AG3611-3BA00-2AA0 SINVERT PVS WEATHER STATION 200

Technical Data



SINVERT PVS WEATHERSTATION 200, WITH SENSORS, MODUL- AND ENVIRONMENTTEMPERATUR, IRRADIATIONSENSOR

General technical data:

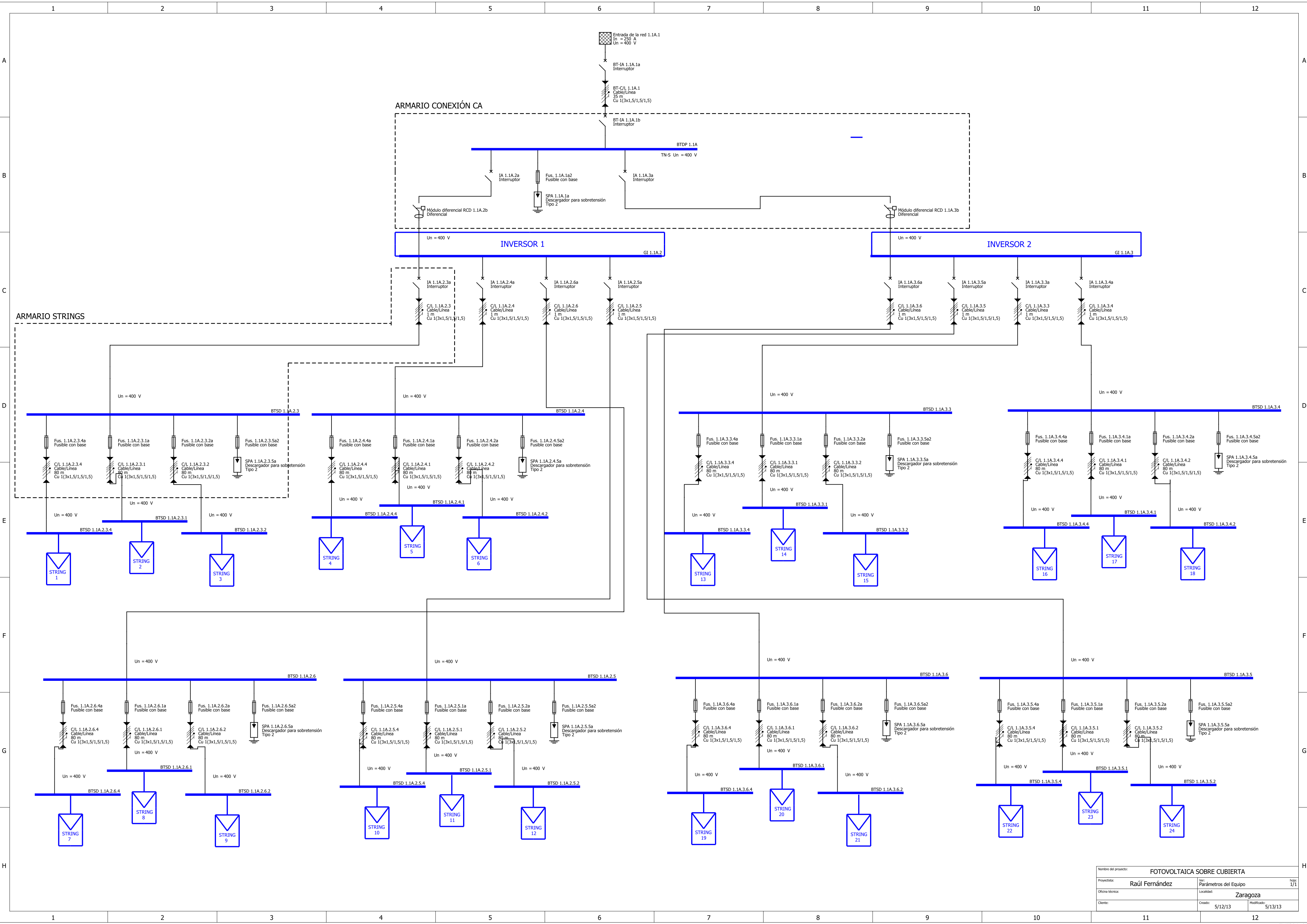
Product brand name	SINVERT
Type of installation	indoor installation
Protection class IP	IP20
design of the interface / Ethernet interface	Yes
Operating resource protection class	I
Degree of pollution	2
Installation altitude / at a height over sea level / maximum	m 2,000
Ambient temperature	
• during operating	℃ 0...50
• during storage	℃ -40...70
• during transport	℃ -40...70
Relative humidity / without condensation / during operating phase	% 0...95
Type of cooling	natural convection
RAL color number	RAL 7035
Color	light grey
• body material	Polycarbonate
• cover material	Polycarbonate
Product characteristic / resistant to UV radiation	Yes
Fire classification / non-flammable	Yes
Product function / Overvoltage protection	Yes
Design of the overload protection	DPA M CLE RJ45B 48
Sensor supply:	
Design of the sensor	
• for detection of radiation	0 ... 10 V
Inputs:	
Number of digital inputs	8
Number of analog inputs / for input range 0 V ... 10 V	4
Supply voltage:	



Type of voltage / of supply voltage		AC
Supply voltage frequency / rated value	Hz	47...63
Supply voltage / rated value	V	170...264
Consumed current / for rated value of supply voltage	A	2.4
<b>Connections:</b>		
Design of the electrical connection / for communications interface		Ethernet RJ45
Outside diameter / of cable sheath / for cable gland / at communication interface		
• useable	mm	5...6
design of the cable entry (gland)		PG gland
Design of the electrical connection		spring-loaded terminals
Connectable conductor cross-section		
• of the mains power input		
• finely stranded	mm <sup>2</sup>	0.5...6
• of the signal line		
• finely stranded	mm <sup>2</sup>	0.25...1.5
<b>Installation/mounting/dimensions:</b>		
Built in orientation		vertical
Type of mounting		wall mounting
Width	mm	614
Depth	mm	175
Height	mm	614
Weight	kg	14.9
<b>Certificates/approvals:</b>		
Verification of suitability		CE
Product quality		
• EMC emitted interference industry according to IEC 61000-6-4		Yes
• EMC interference resistance industry according to IEC 61000-6-2		Yes







Nombre del proyecto: FOTVOLTAICA SOBRE CUBIERTA			
Proyectista:	Raúl Fernández	Ver:	Parámetros del Equipo
Oficina técnica:		Localidad:	Zaragoza
Cliente:		Creado:	5/12/13
		Modificado:	5/13/13

